

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PATRICK TRIVILIN RODRIGUES

**ESTUDO DA CONTRIBUIÇÃO DE UM GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL DE  
GRANDE PORTE PARA A ESTABILIDADE ESTÁTICA E DINÂMICA DE UM  
SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

VITÓRIA  
2017

PATRICK TRIVILIN RODRIGUES

**ESTUDO DA CONTRIBUIÇÃO DE UM GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL DE  
GRANDE PORTE PARA A ESTABILIDADE ESTÁTICA E DINÂMICA DE UM  
SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA

2017

**PATRICK TRIVILIN RODRIGUES**

**ESTUDO DA CONTRIBUIÇÃO DE UM GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL DE  
GRANDE PORTE PARA A ESTABILIDADE ESTÁTICA E DINÂMICA DE UM  
SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 21 de novembro de 2017.

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Orientador**

---

**Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jussara Farias Fardin**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**

---

**Prof. Dr. Márcio Almeida Có**  
**Instituto Federal do Espírito Santo**

## **Agradecimentos**

Antes de tudo, Deus, Aquele que me presenteia com a dádiva da vida a cada dia.

Aos meus pais, José Luiz e Maria José, meus alicerces que, com muito suor e abdições, fazem do meu sonho realidade, da minha vida, um privilégio.

À Brunella Campanharo, aquela que me lapida como homem e como profissional desde o primeiro dia que se fez presente ao meu lado.

Ao meu orientador, professor Lucas Frizera Encarnação, por toda disponibilidade, dedicação e atenção, fazendo deste trabalho um momento singular em minha carreira e minha vida.

Aos meus amigos do curso de Mestrado e aos companheiros do LEPAC, pelo apoio e auxílio nos momentos de dúvida, cuja amizade e gratidão guardarei sempre. Em especial, gostaria de agradecer aos colegas: Daniel Carletti, Sabrina de Angeli, Odair de Barros, Arthur Amorim, Dayane Broedel e Weder Tótola.

Aos demais familiares e amigos que das mais diversas formas contribuíram para essa importante conquista.

Por fim, ao CNPq pela concessão da bolsa de estudos, sem a qual este projeto não teria logrado êxito.

## RESUMO

Em comparação com as centrais convencionais de energia, caracterizadas por geradores síncronos (GS), as unidades de geração distribuída (GD) usualmente não possuem propriedades de amortecimento ou de inércia rotacional. Com o aumento das fontes de geração distribuída no sistema elétrico, o impacto da baixa inércia e do efeito de amortecimento na estabilidade e no desempenho dinâmico da rede aumentam. Uma solução para melhorar a estabilidade de um sistema de energia é fornecer inércia virtual por geradores síncronos virtuais (VSG).

O artigo apresenta o desenvolvimento de um gerador síncrono virtual como mecanismo de controle para uma GD de grande porte da ordem de 20MW. Ao mesmo tempo, acrescenta a estratégia de controle convencional das GD's no cenário comercial brasileiro, o controle PQ. Com o software PSCAD/EMTDC®, ambas as estratégias de controle são submetidas a um cenário semelhante ao Sistema Interligado Nacional (SIN), composto por perturbações, para discutir a contribuição das estratégias na estabilidade estática e dinâmica da frequência, comprovando a eficiência da estratégia do gerador síncrono virtual no tema.

**Palavras-chave:** estabilidade dinâmica, estabilidade de frequência, sistemas de energia, gerador síncrono virtual, máquina síncrona virtual.

## **ABSTRACT**

In comparison to conventional power plants characterized by Synchronous Generators (GS), Distributed Generation units (DG) usually do not have damping or rotational inertia properties. With the increase of DG sources in the electrical system, the impact of low inertia and damping effect on the stability and dynamic performance of the grid increases. A solution to improve the stability of a power system is to provide virtual inertia by Virtual Synchronous Generators (VSG).

The article proposes the development of a Virtual Synchronous Generator as a control mechanism for a large DG of the order to 20MW. At the same time, it presents the conventional control strategy of DGs in the Brazilian commercial scenario, the PQ control. With the software PSCAD/EMTDC<sup>®</sup>, both control strategies are submitted to a scenario similar to the National Interconnected System (SIN), composed of disturbances, in order to discuss the contribution of the strategies in the static and dynamic stability of the frequency, proving the efficiency of the Virtual Synchronous Generator strategy in the theme.

**Keywords:** Dynamic Stability, Frequency Stability, Power systems, Virtual Synchronous Generator, Virtual Synchronous Machine.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Conceito básico do VSG. ....	15
Figura 2 - Constantes de tempo das dinâmicas de um sistema elétrico. ....	18
Figura 3 - Dinâmica da corrente de armadura mediante um curto-circuito.....	20
Figura 4 - Esquemático de um Gerador Síncrono. ....	21
Figura 5 - Classificação dos enrolamentos quanto à função. ....	22
Figura 6 - Relação de um GS com o Sistema de Excitação.....	31
Figura 7 - Modelo de Sistema de Excitação DC1C. ....	34
Figura 8 - Relação de um GS com um Governador de velocidade. ....	36
Figura 9 - Esquemático de um GS com os controles auxiliares. ....	37
Figura 10 - Controle PQ. ....	38
Figura 11 - Esquema básico de uma inversor VSI. ....	39
Figura 12 - PWM Senoidal para uma fase. ....	40
Figura 13 - Inversor NPC de três níveis. ....	41
Figura 14 - Estados de comutação das chaves do NPC três níveis em uma fase. ...	42
Figura 15 - Modulação PD em três níveis para uma fase. ....	43
Figura 16 - Inversor NPC de cinco níveis para uma fase, com PD e APOD. ....	44
Figura 17 - Tensão de fase na saída de um NPC de 3 níveis e 5 níveis.....	45
Figura 18 - Sistema Excitador DC1C simplificado.....	47
Figura 19 – PSS1A simplificado utilizado. ....	48
Figura 20 - Controle PI de tensão terminal.....	48
Figura 21 - Estrutura geral da estratégia VSG proposta. ....	49
Figura 22 - Disposição do filtro LCL. ....	51
Figura 23 - Sistema de validação dos modelos.....	56
Figura 24 – GS e VSG: Potência ativa. ....	58
Figura 25 – GS e VSG: Potência reativa.....	59
Figura 26 – GS e VSG: Tensão de excitação.....	59
Figura 27 – GS e VSG: Tensão eficaz terminal.....	60
Figura 28 – GS e VSG: Velocidade angular.....	61
Figura 29 – GS e VSG: Frequência da tensão terminal. ....	61
Figura 30 - VSG e PQ: Potência ativa.....	62
Figura 31 - VSG e PQ: Potência ativa durante curto-circuito trifásico. ....	63

Figura 32 - VSG e PQ: Potência reativa.....	64
Figura 33 - VSG e PQ: Tensão eficaz. ....	64
Figura 34 - VSG e PQ: Tensão terminal durante o curto-circuito trifásico.....	65
Figura 35 - VSG e PQ: Frequência da tensão terminal. ....	66
Figura 36 - VSG e PQ: Frequência durante o curto-circuito monofásico.....	66
Figura 37 - VSG e PQ: Frequência durante o curto-circuito trifásico.....	67
Figura 38 - VSG e PQ: Frequência em regime permanente ampliada. ....	68



## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Comando dos interruptores no conversor NPC de três níveis. ....	42
Tabela 2 - Parâmetros da Linha de Transmissão e do condutor.....	55
Tabela 3 – Dados do sistema e do inversor utilizados. ....	57
Tabela 4 - Dados de máquinas utilizados na validação das estratégias. ....	57
Tabela 5 - Limites do desempenho da frequência durante distúrbios. ....	67

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APOD – *Alternative Phase Opposition Disposition* (Disposição de Fase Oposta e Alternada)

AVR – *Automatic Voltage Regulator* (Regulador automático de tensão)

BIG – Banco de Informações de Geração

CC – Corrente contínua

CA – Corrente Alternada

CAA – Condutor de Alumínio com Alma de Aço

CSI – *Current Source Inverters* (Inversores de Fonte de Corrente)

ST – *Static* (Estático)

FEM – Força eletromotriz

FER – Fonte de Energia Renovável

GD – Geração Distribuída

GS – Gerador Síncrono

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

LT – Linha de Transmissão

MS – Máquinas Síncrona

NBR – Norma Brasileira.

NPC – *Neutral Point Clamped* (Conversor com Ponto Neutro Grampeado)

ONS – Operador Nacional do Sistema

PD – *Phase Disposition* (Disposição de Fase)

POD – *Phase Opposition Disposition* (Disposição de Fase Oposta)

PQ – controle que prioriza a manutenção da potência ativa (P) e reativa (Q)

PSS – *Power System Stabilizer* (Estabilizador de Sistema de Potência)

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Pulso)

SIN – Sistema Interligado Nacional

SPWM – *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Pulso Senoidal)

THD – *Total Harmonic Distortion* (Distorção Harmônica Total)

VISMA – *Virtual Synchronous Machine* (Máquina Síncrona Virtual)

VSG – *Virtual Synchronous Generator* (Gerador Síncrono Virtual)

VSI – *Voltage Source Inverters* (Inversores de Fonte de Tensão)

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	OBJETIVOS .....	16
1.2	ORGANIZAÇÃO .....	16
<b>2</b>	<b>ESTABILIDADE E A ESTRATÉGIA VSG .....</b>	<b>18</b>
2.1	ANÁLISE DA ESTABILIDADE .....	18
2.1.1	Dinâmicas do sistema.....	18
2.1.2	Estabilidade do sistema elétrico.....	19
2.2	O GERADOR SÍNCRONO .....	20
2.2.1	Modelagem do Gerador Síncrono.....	21
2.2.2	Equações de Regime Permanente.....	24
2.2.3	Equações de Regime Transitório.....	25
2.2.4	Equações de Regime Subtransitório.....	26
2.2.5	Equações de Torque, Potência e Velocidade .....	26
2.3	MODELOS DE GERADORES SÍNCRONOS .....	27
2.3.1	Modelo de 6ª ordem .....	28
2.3.2	Modelo de 5ª ordem .....	28
2.3.3	Modelo de 4ª ordem .....	29
2.3.4	Modelo de 3ª ordem .....	29
2.3.5	Modelo de 2ª ordem .....	30
2.4	SISTEMAS DE EXCITAÇÃO .....	30
2.4.1	<i>Automatic Voltage Regulator - AVR</i> .....	31
2.4.2	<i>Power System Stabilizer - PSS</i> .....	32
2.4.3	Tipos de Sistemas de Excitação.....	32
2.4.3.1	Excitadores CC .....	33
2.4.3.2	Excitadores CA .....	33
2.4.3.3	Excitadores Estáticos - ST .....	33

2.4.4	<b>O Modelo DC1C .....</b>	<b>34</b>
2.5	GOVERNADOR DE VELOCIDADE .....	36
2.6	ESTRATÉGIA CONVENCIONAL: O CONTROLE PQ .....	37
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DO VSG .....</b>	<b>39</b>
3.1	O INVERSOR DE FREQUÊNCIA .....	39
3.1.1	Inversor multinível .....	41
3.1.2	Capacitor do barramento CC .....	45
3.2	MODELO DO GERADOR ADOTADO.....	46
3.2.1	Sistema Excitador, PSS e Governador .....	46
3.3	ESTRUTURA GERAL DO VSG .....	49
3.3.1	Filtro LCL .....	50
<b>4</b>	<b>VALIDAÇÃO DO MODELO .....</b>	<b>53</b>
4.1	DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DA GERAÇÃO .....	53
4.2	AMBIENTE DE SIMULAÇÃO .....	54
4.2.1	A Linha de Transmissão .....	54
4.2.2	Transitórios .....	55
4.2.3	Cenário modelado .....	56
4.3	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DO VSG.....	58
<b>5</b>	<b>ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE .....</b>	<b>62</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>69</b>
	REFERÊNCIAS.....	70
	APÊNDICE A: PRODUÇÃO CIENTÍFICA .....	76

## 1 INTRODUÇÃO

Em sistemas de transmissão, a frequência da tensão é estabilizada por uma combinação da inércia rotacional e do controle de velocidade de rotação dos geradores de potência síncronos na rede (DRIESEN; VISSCHER, 2008). Nestes sistemas clássicos, os geradores síncronos (GS), com seus reguladores de velocidade e controles de excitação, oferecem características favoráveis para suportar a operação do sistema dentro de um esquema de controle interligado e estável em frequência e tensão (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2015).

A estrutura descrita acima é adotada pelo Sistema Elétrico Brasileiro, que conta com um conjunto composto por usinas, linhas de transmissão (LT) e ativos de distribuição principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN), baseado fortemente na geração síncrona a partir da hidroeletricidade (ANEEL, 2016).

De fato, os geradores síncronos contribuem para o amortecimento do sistema através de sua inércia, participam na regulação da frequência pelo controle de velocidade e proporcionam a regulação local da tensão ou do fluxo de potência reativa. Essas capacidades, especialmente a resposta inercial e de amortecimento - comuns a todas as máquinas síncronas - não são inerentemente oferecidas pelas interfaces de eletrônica de potência comumente adotadas para a integração das novas Fontes de Energias Renováveis (FER) (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2015).

Essa preocupação torna-se progressivamente relevante pois, nos últimos anos, as demandas na área de geração de energia elétrica, como resultado de políticas energéticas, estão levando a mudanças de larga escala na estrutura do suprimento de energia, que se caracteriza pela preferência na aplicação de fontes renováveis em relação às centrais convencionais de geradores síncronos (BECK; HESSE, 2007).

Essa tendência é confirmada pela *International Energy Agency* - IEA (2002), que discute os principais fatores contribuintes para esta nova realidade: desenvolvimento de tecnologias de Geração Distribuída (GD), estrangulamentos na construção de novas linhas de transmissão, aumento da procura por eletricidade altamente confiável, além da preocupação com alterações climáticas (PEPERMANS *et al.*, 2005).

No Brasil, essa transformação iniciou-se com a reestruturação da indústria da energia elétrica, em 1993, ratificando-se com a reformulação organizacional do sistema elétrico e a garantia de expansão contínua, em 1995 (ONS, 2014).

Neste cenário, à medida que os custos das tecnologias de GD abaixam, aliado ao surgimento de novas alternativas, como a microcogeração, tornam as vantagens econômicas da GD - rapidamente instaláveis, menos dependentes ou mesmo independentes dos preços dos combustíveis - mais e mais aparentes. Estes eventos fomentam o aparecimento de novos agentes nos mercados de energia (DRIESEN; VISSCHER, 2008).

O ambiente do sistema elétrico passa, com isso, pela mudança gradativa de fluxos de potência unidirecionais para fluxos bidirecionais, e a operação de mercados de eletricidade focada na entrega está ampliando-se para alimentadores de distribuição (BALIJEPALLI *et al.*, 2016).

Para os consumidores, surge uma nova situação no que se refere à segurança e qualidade do fornecimento de energia, o que exige medidas técnicas suplementares por parte dos operadores da rede para garantir que os critérios de oferta cada vez mais rigorosos possam ser cumpridos (BECK; HESSE, 2007).

A partir destas mudanças, quando unidades de geração não-síncrona são responsáveis por uma parte significativa da capacidade de geração de energia síncrona, a inércia rotacional total dos GS's diminui significativamente (DRIESEN; VISSCHER, 2008).

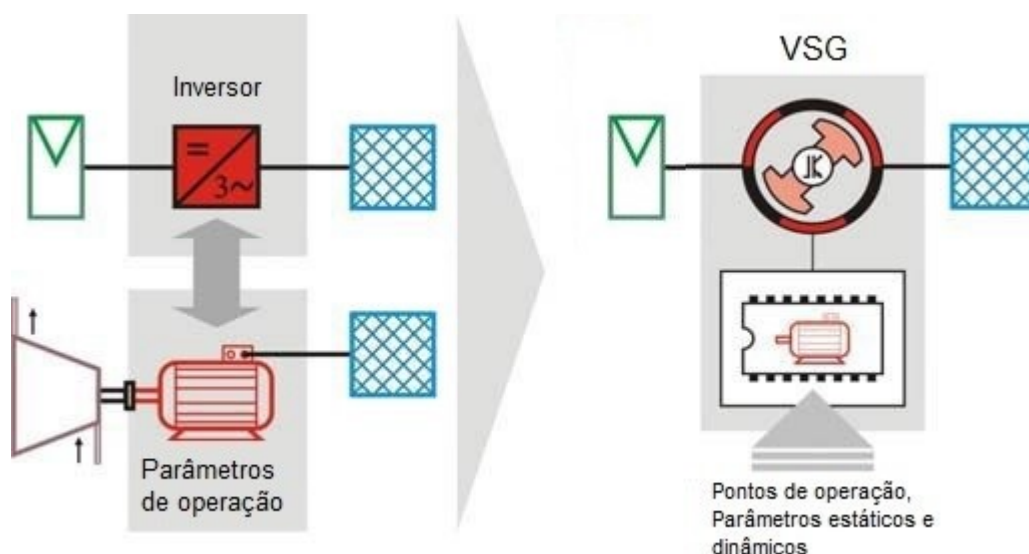
Os impactos relacionados à diminuição da inércia e do efeito de amortecimento, no desempenho dinâmico e na estabilidade da rede de transmissão, tendem a aumentar. O aumento da tensão devido à energia inversa das gerações fotovoltaicas, o fornecimento excessivo de eletricidade na rede devido à plena geração pelas GD's, flutuações de energia devidas à natureza variável das FER e degradação da regulação da frequência, especialmente nas microrredes solares (BEVRANI; HIYAMA, 2011), podem ser consideradas consequências negativas da questão mencionada (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014).

Juntando ainda o fato de que, diante a alterações na sua carga líquida a variação na velocidade de rotação dos geradores síncronos tornar-se-á mais elevada do que atualmente, tem-se como resultado final uma rede exposta a grandes variações de frequência, caracterizando-se por um sistema de transmissão de energia instável e não seguro (DRIESEN; VISSCHER, 2008).

Uma alternativa para estabilizar a rede, segundo Bevrani, Ise e Miura (2014), é proporcionar inércia adicional, virtualmente realizada no esquema de controle da GD baseado em inversores. Ao controlar o padrão de comutação desse inversor, o comportamento das propriedades de amortecimento e de inércia rotacional de um gerador síncrono real podem ser emulados. Este conceito é conhecido como *Virtual Synchronous Generator* (VSG), em Van Wessenbeeck *et al.* (2009) ou *Virtual Synchronous Machine* (VISMA), em Chen *et al.* (2011), que se espera tornar-se a tendência nas tecnologias de controle do inversor de FER conectado ao sistema de energia (MENG; SHI; WANG, 2014).

A técnica de controle VSG baseia-se na combinação das vantagens da atual tecnologia de inversores dinâmicos com as propriedades estáticas e dinâmicas das máquinas síncronas eletromecânicas (BECK; HESSE, 2007), conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Conceito básico do VSG.



Fonte: Adaptado de Beck e Hesse (p.2, 2007).

O inversor é controlado para se comportar como um gerador síncrono pelo controlador VSG. A estabilidade da rede pode ser melhorada usando os VSG's porque estes podem fornecer inércia virtual semelhante à inércia do rotor de geradores síncronos e o inversor pode continuar a operação mantendo a sincronização com outras gerações no sistema de energia (SHINTAI; MIURA; ISE, 2014).

No ambiente apresentado, este trabalho propõe o desenvolvimento de um Gerador Síncrono Virtual como mecanismo de controle para uma geração distribuída de grande



porte, com a finalidade de avaliar a contribuição para estabilidade estática e dinâmica desta técnica à um sistema de transmissão com características semelhantes ao SIN brasileiro, frente a perturbações na rede.

## 1.1 OBJETIVOS

Apresentar as equações matemáticas que regem a performance e o funcionamento de uma máquina síncrona, modelar um gerador síncrono virtual de grande potência através da plataforma PSCAD/EMTDC® e analisar sua contribuição para a estabilidade estática e dinâmica em um sistema de transmissão com características semelhantes ao SIN.

Os controles pertinentes ao VSG, compreendidos principalmente pelo governador e excitador serão discutidos e implementados ao longo do trabalho. Além disso, o sistema de transmissão escolhido será avaliado pelo *software* PSCAD/EMTDC®, para análise de estabilidade mediante perturbações comuns ao sistema.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO

O trabalho foi dividido em seis capítulos.

O Capítulo 2 inicia-se apresentando noções de dinâmica e estabilidade de sistemas elétricos. A partir disto, introduz o conceito e a modelagem do gerador síncrono nos estudos de estabilidade, expondo cinco diferentes tipos de modelos matemáticos do GS e suas diferenciações. Apresenta ainda um resumo dos sistemas de controle auxiliares ao gerador síncrono, o sistema de excitação e o governador de velocidade. Por fim, acrescenta a estratégia convencional de controle das GD's no cenário comercial brasileiro, usualmente conhecida como controle PQ.

No Capítulo 3 apresenta o desenvolvimento do controle VSG para um conversor de grande porte, dissertando a respeito de conversores multiníveis e suas técnicas adequadas para as características do projeto. O modelo matemático do GS e os sistemas auxiliares foram definidos, estabelecendo a estrutura geral do VSG.

O Capítulo 4 é responsável pela determinação dos parâmetros do VSG de grande porte e a exibição do ambiente de simulação na qual a técnica de controle da GD será submetida. Por fim, apresenta os resultados da simulação para validação do controle VSG proposto.

No Capítulo 5, as duas estratégias de controle – VSG e PQ – foram submetidas ao mesmo ambiente de simulação do capítulo anterior. Os resultados obtidos foram analisados a fim de estabelecer o grau de contribuição de ambas as técnicas na estabilidade estática e dinâmica da frequência.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas do trabalho desenvolvido e as perspectivas de trabalhos futuros que podem ser realizados neste tema.

## 2 ESTABILIDADE E A ESTRATÉGIA VSG

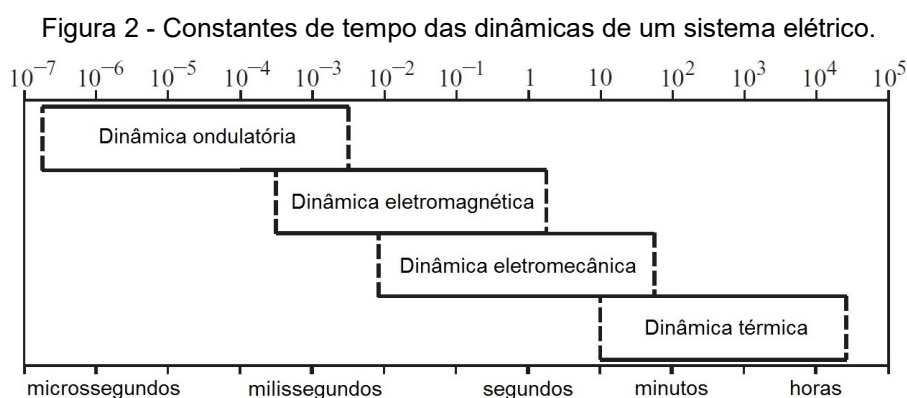
### 2.1 ANÁLISE DA ESTABILIDADE

#### 2.1.1 Dinâmicas do sistema

Um sistema de energia elétrica consiste em muitos elementos individuais ligados entre si para formar um sistema grande, complexo e dinâmico, capaz de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica numa grande área geográfica - assim caracterizam-se os sistemas elétricos convencionais, como o SIN brasileiro (ANEEL, 2016).

Devido a essa interconexão de elementos, uma grande variedade de interações dinâmicas é possível, algumas das quais afetarão apenas alguns dos elementos, fragmentos do sistema, enquanto outras podem afetar o sistema como um todo (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Como cada efeito dinâmico exibe características exclusivas, a dinâmica do sistema de energia é dividida em grupos caracterizados por sua causa, consequência, tempo, caráter físico ou o lugar no sistema onde ocorrem. Baseado em seu caráter físico, as diferentes dinâmicas do sistema elétrico de potência podem ser divididas em quatro grupos: ondulatória, eletromagnética, eletromecânica e térmica (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). Esta classificação também corresponde ao intervalo de tempo de atuação e é mostrada na Figura 2.



Fonte: adaptado de Machowski, Bialek e Bumby (p.6, 2008).

Segundo Machowski, Bialek e Bumby (2008), essa classificação é conveniente, mas não absoluta, com dinâmicas pertencentes a dois ou mais grupos. A Figura 2 mostra a dinâmica mais rápida para os efeitos de onda, ou surtos, em linhas de transmissão de alta tensão e correspondem à propagação de ondas eletromagnéticas causadas por raios ou operações de comutação. O período de tempo dessa dinâmica varia de microssegundos a milissegundos.

Mais lenta, observa-se a dinâmica eletromagnética, que ocorre nos enrolamentos da máquina após perturbações, operações do sistema de proteção ou interação entre as máquinas elétricas e a rede. Seu intervalo de tempo é de milissegundos a um segundo.

No período de tempo de segundo a vários segundos está a dinâmica eletromecânica, correspondente à oscilação das massas rotativas de geradores e motores após perturbações, operações do sistema de proteção, controle de tensão e/ou motor primário.

Machowski, Bialek e Bumby (2008) afirmam que a estabilidade de um sistema de alimentação está relacionada principalmente com os fenômenos eletromecânicos. Com base nesta afirmativa, o trabalho desenvolverá análises a partir desses períodos de tempo, considerando também avaliações em intervalos que competem às dinâmicas eletromagnéticas.

Por fim, as dinâmicas mais lentas são as alterações termodinâmicas, que resultam da ação de controle da caldeira em usinas de vapor à medida que as demandas do controle de geração automática são implementadas.

O aumento da complexidade e demanda, além da mudança de paradigma do sistema elétrico, ratificam progressivamente a necessidade de analisar e prever esses comportamentos dinâmicos do sistema frente a instabilidades (IEEE, 2003).

### **2.1.2 Estabilidade do sistema elétrico**

A estabilidade do sistema elétrico pode ser definida como a propriedade de um sistema de permanecer num estado de equilíbrio em condições normais de funcionamento e recuperar um estado de equilíbrio aceitável depois de ser sujeito a uma perturbação (KUNDUR, 1994). A fim de facilitar os estudos e análises, foram classificados três tipos de estabilidade do sistema de potência: estabilidade do ângulo do rotor (ou potência), estabilidade de frequência e estabilidade de tensão (IEEE, 2003) (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

A instabilidade em um sistema de energia pode se manifestar de muitas maneiras diferentes, dependendo da configuração do sistema e do modo de operação. Tradicionalmente, o problema de estabilidade tem sido o de manter a operação

síncrona, uma vez que os sistemas de energia dependem de máquinas síncronas para geração de energia elétrica (KUNDUR, 1994).

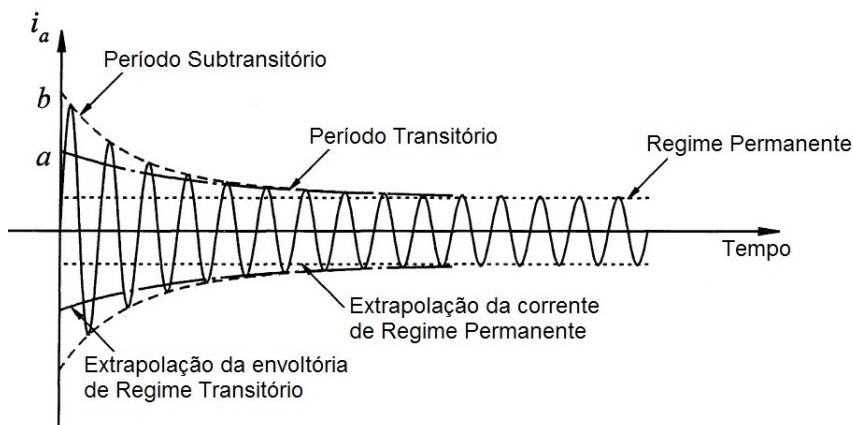
Uma condição necessária para o funcionamento satisfatório do sistema é que todas as máquinas síncronas permaneçam em sincronismo. Com isso, os estudos de modelagem de máquinas síncronas, com o máximo detalhamento possível, tornam-se imprescindíveis no estudo de estabilidade destes sistemas (IEEE, 2003).

## 2.2 O GERADOR SÍNCRONO

A estabilidade de um sistema de energia é um problema dinâmico e requer que as máquinas síncronas (MS) e demais componentes do sistema sejam modelados de maneira mais elaborada do que modelagens de regime permanente. Supõe-se que, antes da análise dinâmica, o sistema se encontre em equilíbrio estático e que exista um fluxo de carga estável que suporte a perturbação (ARRILLAGA; ARNOLD, 1990).

Segundo Machowski, Bialek e Bumby (2008), o método mais comum de analisar o comportamento dinâmico do GS frente a perturbações e seus efeitos é submeter seu modelo a um curto-circuito. Negligenciando os efeitos de transientes do estator, a corrente resultante de um curto-circuito na armadura é mostrada na Figura 3.

Figura 3 - Dinâmica da corrente de armadura mediante um curto-circuito.



Fonte: adaptado de Kundur (p. 109, 1994).

Na Figura 3, a corrente resultante consiste apenas na componente de frequência fundamental. A forma de onda pode ser dividida em três períodos de tempo distintos: o período subtransitário, durando apenas os primeiros ciclos, onde a amplitude decai rapidamente, o período transitório, permanecendo um tempo mais longo, durante o qual a amplitude decai consideravelmente mais lentamente. Por fim, o regime

permanente, período em que a amplitude da corrente permanece constante (KUNDUR, 1994).

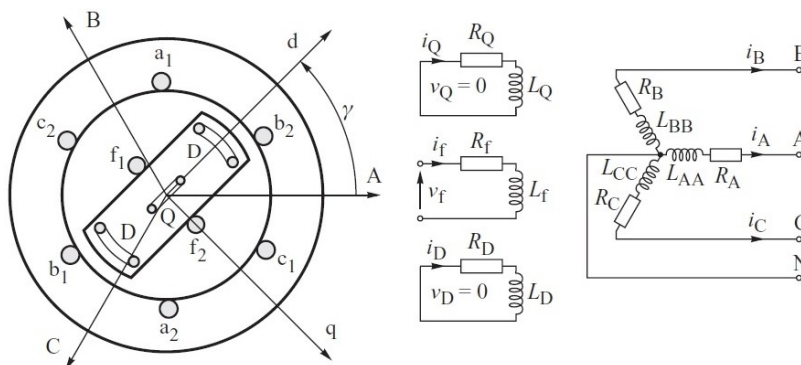
Em cada um destes três períodos, o gerador pode ser representado por uma força eletromotriz (fem) em série com uma reatância, cujo valor está ligado à relutância do fluxo de reação da armadura (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). Ainda na Figura 3, observa-se que a transição de um estado para outro ocorre sem problemas, de modo que os valores de cada período também mudam suavemente com o tempo.

Para que esse comportamento seja modelado de maneira satisfatória à análise dinâmica, as mudanças do fluxo dentro da máquina síncrona devem ser analisadas de maneira rigorosa, com equações algébricas e diferenciais que resultem em um modelo matemático dinâmico avançado do gerador síncrono (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

### 2.2.1 Modelagem do Gerador Síncrono

A Figura 4 mostra a representação de um gerador síncrono. Nela, assume-se que o gerador tem três enrolamentos de armadura (A, B e C) no estator, e no rotor, um enrolamento de campo (f) e dois enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto (D) e um no eixo em quadratura (Q). Todo o posicionamento relativo dos enrolamentos segue a referência da fase A.

Figura 4 - Esquemático de um Gerador Síncrono.



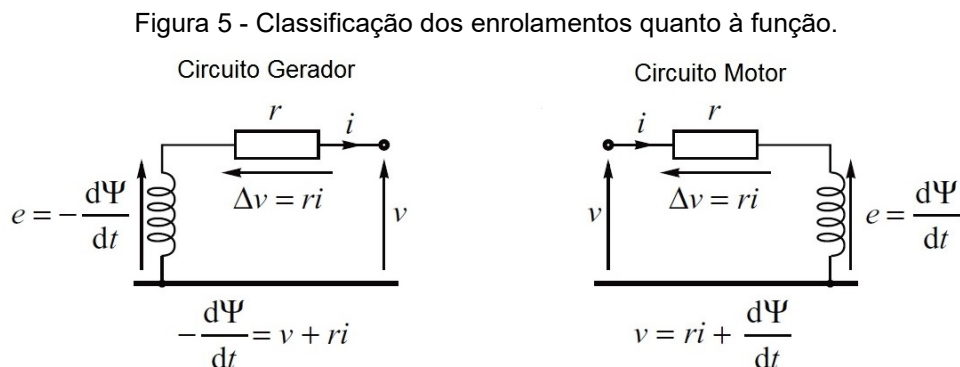
Fonte: (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, p.434, 2008).

A partir de definições e considerações na derivação de equações que explicam as mudanças de fluxo em um GS, adotadas por Arrillaga e Arnold (1990) e Machowski, Bialek e Bumby (2008), a teoria clássica permite a construção de um modelo para a MS em regime permanente, transitório e subtransitário. Seguem a seguir as considerações adotadas:

1. O enrolamento trifásico no estator é simétrico;
2. É adotado para a modelagem um gerador de polos salientes;
3. A capacitância de todos os enrolamentos é desprezada;
4. Os enrolamentos distribuídos são representados por enrolamentos concentrados;
5. A variação na indutância dos enrolamentos do estator devido à posição do rotor é senoidal e não contem harmônicas superiores;
6. As perdas por histerese são desprezadas, mas a influência das correntes parasitas pode ser incluída na modelagem dos enrolamentos amortecedores;
7. Nos estados transitório e subtransitório, a velocidade do rotor é aproximadamente igual à síncrona ( $\omega \approx \omega_s$ ); e
8. Os circuitos magnéticos são lineares (não saturados) e os valores de indutância não dependem da corrente.

Os enrolamentos descritos na Figura 4 podem então ser divididos em dois grupos: o primeiro grupo caracteriza-se por circuitos geradores, nos quais a fem induzida alimenta a corrente nos enrolamentos, constituído pelos enrolamentos do estator (A, B, C) e enrolamentos amortecedores do rotor (D, Q).

O segundo grupo caracteriza-se por circuitos motores onde, alimentados por tensão de uma fonte externa, uma fem é induzida no enrolamento de maneira a se opor ao sentido da corrente, caso do enrolamento de campo do rotor (f) (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). A representação destes grupos é vista na Figura 5.



Fonte: adaptado de Machowski, Bialek e Bumby (p.440, 2008).

Na referência do estator, as equações de tensão podem ser expressas na forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} v_{ABC} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{ABC} & \\ & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ABC} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{ABC} \\ \Psi_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde  $R_{ABC}$  e  $R_{fDQ}$  são matrizes de resistência diagonal. Estas equações podem ser transformadas para o referencial rotativo usando a *Transformação de Park*, equação de transformação inserida na matriz abaixo, para correntes, tensões e fluxos concatenados (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

$$\begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ABC} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Onde

$$W = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \gamma & \cos \left( \gamma - \frac{2}{3}\pi \right) & \cos \left( \gamma + \frac{2}{3}\pi \right) \\ \sin \gamma & \sin \left( \gamma - \frac{2}{3}\pi \right) & \sin \left( \gamma + \frac{2}{3}\pi \right) \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

A realização da transformada e a manipulação das matrizes resultam na Equação matricial (2.4). Negligenciando o termo 0dq, ela descreve a lei de Kirchhoff das tensões para os circuitos geradores, e o termo rotacional representa as fem induzidas nos enrolamentos do estator devido à rotação do campo magnético (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

$$\begin{bmatrix} v_{0dq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{ABC} & \\ & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\Psi}_{ABC} \\ \dot{\Psi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Omega & \\ & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{0dq} \\ \Psi_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

O termo rotacional é representado por  $\Omega$ , que introduz termos dependentes da velocidade de rotação nas equações de tensão. A Equação (2.5) apresenta esta matriz.

$$\Omega = \dot{W}W^{-1} = \omega \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

As fems da armadura, representados por  $\Psi$ , são proporcionais à taxa de variação do fluxo, geradas pela variação das correntes nos enrolamentos de seus eixos (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). A partir de Krause *et al.* (2013), tem-se que a Equação (2.4) pode enfim ser expandida para representar as equações características de estator e rotor do gerador síncrono.



$$\left. \begin{aligned} v_0 &= -Ri_0 - \dot{\Psi}_0 \\ v_d &= -Ri_d - \dot{\Psi}_d - \omega\Psi_q \\ v_q &= -Ri_q - \dot{\Psi}_q + \omega\Psi_d \end{aligned} \right\} \text{Estator} \quad \left. \begin{aligned} v_f &= R_f i_f + \dot{\Psi}_f \\ 0 &= R_D i_D + \dot{\Psi}_D \\ 0 &= R_Q i_Q + \dot{\Psi}_Q \end{aligned} \right\} \text{Rotor} \quad (2.6)$$

A partir da definição dos parâmetros do gerador, como reatâncias e constantes de tempo, o conjunto de equações que representam o modelo completo do equipamento, desprezando a fem de transformação da armadura, pode agora ser examinado com mais precisão e com análises mais significantes.

A necessidade da modelagem do GS nos três estados dinâmicos: regime permanente, transitório e subtransitório, explicitada na Seção 2.2, é apresentada com suas considerações e análises. Todo o desenvolvimento algébrico para obtenção das equações é detalhadamente apresentado nas referências de Arrillaga e Arnold (1990), Machowski, Bialek e Bumby (2008) e Krause *et al.* (2013).

### 2.2.2 Equações de Regime Permanente

No regime permanente, a corrente é constante no enrolamento de campo e nula nos enrolamentos amortecedores. Os fluxos concatenados da armadura são dados pela Equação (2.7).

$$\Psi_d = L_d i_d + k M_f i_f \quad \Psi_q = L_q i_q \quad (2.7)$$

Aplicando as equações dos fluxos às equações de tensão de armadura, Equação (2.6), obtém-se a Equação (2.8).

$$v_d = -Ri_d - X_q i_q \quad v_q = -Ri_q + X_d i_d + e_q \quad (2.8)$$

Onde  $e_q$ , dada pela Equação (2.9) é a tensão de circuito aberto da armadura, induzida pela corrente de campo. Quando em aberto, a corrente de armadura é zero e a corrente de campo relaciona-se com o fluxo concatenado de forma que:

$$e_q = \omega \cdot k \cdot M_f \cdot i_f = \omega \cdot \frac{k \cdot M_f}{L_f} \cdot \Psi_f (i_d=0) \quad (2.9)$$

Vale ressaltar que as reatâncias de eixo direto e em quadratura são dadas pela velocidade síncrona, multiplicado pelas indutâncias respectivas.

$$X_d = \omega L_d \quad X_q = \omega L_q \quad (2.10)$$

Onde, para as equações de regime permanente,  $v_d$  e  $v_q$  são as tensões de armadura no eixo direto e em quadratura;  $R$  é a resistência de armadura;  $X_d$  e  $X_q$  são as

reatâncias de regime permanente no eixo dq;  $e_q$  é a tensão de circuito aberto da armadura; e  $i_d$  e  $i_q$  são as correntes de armadura nos eixos direto e em quadratura.

### 2.2.3 Equações de Regime Transitório

No regime transitório o fluxo da armadura penetra os enrolamentos amortecedores e as correntes amortecedoras são reduzidas para valores relativamente pequenos. Isto permite que os circuitos que representam esses enrolamentos sejam removidos do conjunto de equações.

Para mudanças mais rápidas nas condições externas à máquina síncrona, o modelo anterior não é mais adequado. Devido à "inércia" dos fluxos concatenados, estas alterações não podem ser refletidas em todo o modelo imediatamente.

Para tal, é necessário criar novas tensões representativas do fluxo dos enrolamentos do rotor,  $e'_d$  e  $e'_q$ . Essas tensões transitórias podem ser mostradas em série com as reatâncias transitórias  $X'_d$  e  $X'_q$ . Além disso,

$$v_d = -Ri_d - X'_q i_q + e'_d \quad v_q = -Ri_q + X'_d i_d + e'_q \quad (2.11)$$

A tensão  $e_q$  da Equação (2.9) deve agora ser considerada como a soma de duas tensões,  $e'_d$  e  $e'_q$ . Na seção anterior, em regime permanente, a corrente flui somente no enrolamento do campo e, portanto, nesse caso,  $e'_d = 0$  e  $e'_q = e_q$ .

Quando for necessário permitir que o fluxo concatenado do rotor se altere com o tempo, são utilizadas as seguintes equações diferenciais ordinárias (2.12).

$$\dot{e}'_d = \frac{-e'_d - i_q(X_q - X'_q)}{T'_{q0}} \quad \dot{e}'_q = \frac{e_f - e'_q + i_d(X_d - X'_d)}{T'_{d0}} \quad (2.12)$$

Onde, a partir das variáveis pertinentes ao regime permanente, acrescentam-se  $X'_d$  e  $X'_q$ , as reatâncias transitórias no eixo dq;  $e'_d$  e  $e'_q$ , que são as tensões transitórias representativas do fluxo dos enrolamentos do rotor; e  $T'_{d0}$  e  $T'_{q0}$ , constantes de tempo do regime transitório.

### 2.2.4 Equações de Regime Subtransitório

No regime subtransitório, no primeiro instante após a perturbação, os enrolamentos amortecedores do rotor entram em ação, filtrando mudanças abruptas do fluxo de armadura que seriam impostas aos enrolamentos de campo e ao rotor.

O fluxo concatenado do enrolamento de campo mantém-se constante, enquanto o fluxo dos enrolamentos amortecedores é constante instantaneamente após a perturbação e decaem com o tempo, em direção ao regime transitório. Esses comportamentos podem ser analisados usando os mesmos procedimentos do período transitório.

As equações são desenvolvidas assumindo que as constantes de tempo transitórias são grandes comparadas com as constantes de tempo subtransitórias, apresentando como equações de tensão o sistema da Equação (2.13), e as tensões subtransitórias representativas do fluxo dos enrolamentos do rotor no sistema da Equação (2.14).

$$v_d = -Ri_d - X_q''i_q + e_d'' \quad v_q = -Ri_q + X_d''i_d + e_q'' \quad (2.13)$$

$$\dot{e}_d'' = \frac{e_d' - i_q(X_q' - X_q'') - e_d''}{T_{q0}''} \quad \dot{e}_q'' = \frac{e_q' + i_d(X_d' - X_d'') - e_q''}{T_{d0}''} \quad (2.14)$$

Onde, além das variáveis das equações para o regime transitório, incluem-se  $X_d''$  e  $X_q''$  que são as reatâncias subtransitórias no eixo dq;  $e_d''$  e  $e_q''$ , as tensões subtransitórias representativas do fluxo dos enrolamentos do rotor; e  $T_{d0}''$  e  $T_{q0}''$ , as constantes de tempo do regime subtransitório.

### 2.2.5 Equações de Torque, Potência e Velocidade

As expressões referentes ao cálculo da potência elétrica terminal, em notação por unidade, no referencial dq0, é apresentada na Equação (2.15).

$$P_e = (V_d I_d + V_q I_q) \quad (2.15)$$

A potência do entreferro é obtida a partir da adição da perda de potência na resistência de armadura à Equação (2.15), obtendo-se a Equação (2.16).

$$P_g = [V_d I_d + V_q I_q + R(I_d^2 + I_q^2)] \quad (2.16)$$

De posse da relação entre torque, potência e velocidade,  $P = \omega \cdot T_e$ , o torque de entreferro é dado pela Equação (2.17).

$$T_e = \frac{V_d I_d + V_q I_q + R(I_d^2 + I_q^2)}{\omega} \quad (2.17)$$

A modelagem mecânica deste capítulo, apresentada por Kundur (1994) e Machowski, Bialek e Bumby (2008), conclui-se com a equação de oscilação mecânica, também conhecida como equação de *swing* (KUNDUR, 1994).

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.18)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (2.19)$$

Onde  $T_m$  é o torque mecânico gerado;  $T_e$  é o torque eletromagnético;  $P_e$  e  $P_m$  são as potências elétrica e mecânica respectivamente;  $D$  é a constante de amortecimento;  $\omega$  é a velocidade do rotor;  $J$  o momento de inércia do rotor e  $\theta$  a posição angular do rotor.

### 2.3 MODELOS DE GERADORES SÍNCRONOS

As equações diferenciais mecânicas apresentadas em (2.18) e (2.19), unidas às equações (2.12) e (2.14) de tensão e fluxo de armadura dos estados dinâmicos da máquina, proporcionam uma modelagem completa do comportamento do gerador síncrono. Vários modelos diferentes serão apresentados, onde a máquina é modelada considerando as fems transitórias e subtransitórias, com suas respectivas reatâncias.

São rearranjadas e apresentadas as Equações (2.12) e (2.14), que descrevem como o fluxo da armadura penetra gradualmente no rotor.

$$T'_{do} \dot{E}'_q = E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \quad (2.20)$$

$$T'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \quad (2.21)$$

$$T''_{do} \dot{E}''_q = E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \quad (2.22)$$

$$T''_{qo} \dot{E}''_d = E'_d - E''_d - I_q(X'_q - X''_q) \quad (2.23)$$

As quatro equações elétricas são semelhantes na estrutura: do lado esquerdo há a derivada temporal da fem multiplicada pelas constantes de tempo pertinentes à equação, e no lado direito o circuito equivalente da armadura com a resistência desprezada.

Em conjunto com as duas equações mecânicas (2.18) e (2.19), as equações do comportamento do GS permitem cinco modelos diferentes da máquina. Cada modelo

recebe um número que indica a quantidade de equações diferenciais consideradas, implicando diretamente na complexidade e precisão do modelo.

### 2.3.1 Modelo de 6ª ordem

Neste modelo, o gerador é representado pelas fems subtransitórias em série com suas respectivas reatâncias, conforme apresentado pela Equação (2.13). As equações diferenciais (2.20) até (2.23) descrevem as mudanças destas fems conforme o fluxo concatenado do rotor decai. A estas equações incluem-se as equações de velocidade, Equação (2.18), e variação de ângulo do rotor, Equação (2.19).

Sob estas considerações, o conjunto completo de seis equações diferenciais que descreve o gerador síncrono é:

$$\begin{aligned}
 T_m - T_e - D\Delta\omega &= \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \\
 \frac{d\theta}{dt} &= \omega \\
 T'_{do}\dot{E}'_q &= E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \\
 T'_{qo}\dot{E}'_d &= -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \\
 T''_{do}\dot{E}''_q &= E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \\
 T''_{qo}\dot{E}''_d &= E'_d - E''_d - I_q(X'_q - X''_q)
 \end{aligned} \tag{2.24}$$

Quaisquer alterações, tanto na potência mecânica,  $P_m$ , na primeira equação do modelo, quanto na fem  $E_f$ , devem ser calculadas com base nos sistemas de governadores e excitadores aplicados auxiliares ao GS. Estes sistemas serão modelados nas Seções 2.4 e 2.5. Quanto à potência de entreferro, apresentada na Equação (2.16), ao substituir os valores da Equação (2.13), obtém-se:

$$P_e = (E''_d I_d + E''_q I_q) + (X''_d - X''_q) I_d I_q \tag{2.25}$$

### 2.3.2 Modelo de 5ª ordem

Neste modelo, despreza-se o efeito de blindagem das correntes parasitas no rotor, de modo que  $X'_q = X_q$  e  $E'_d = 0$ , fazendo com que a Equação (2.21) seja eliminada e um conjunto de cinco equações diferenciais constituam o modelo. Considerações quanto a potência e  $E_f$  são tratadas como o modelo anterior.

### 2.3.3 Modelo de 4ª ordem

Neste modelo o efeito dos enrolamentos amortecedores é desprezado, de modo que as equações (2.22) e (2.23) são removidas do conjunto de equações. O gerador então passa a ser representado pelas tensões e reatâncias transitórias,  $E'_d$ ,  $E'_q$ ,  $X'_d$  e  $X'_q$ , respectivamente, sendo descrito pelas seguintes quatro equações diferenciais.

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (2.26)$$

$$T'_{do}\dot{E}'_q = E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d)$$

$$T'_{qo}\dot{E}'_d = -E'_d - I_q(X_q - X'_q)$$

As alterações das fem  $E'_d$  e  $E'_q$  são agora determinadas pelas Equações (2.20) e (2.21), enquanto a potência no entreferro é dada pela Equação (2.27).

$$P_e = (E'_d I_d + E'_q I_q) + (X'_d - X'_q) I_d I_q \quad (2.27)$$

Com os enrolamentos amortecedores ignorados, a potência de entreferro calculada na Equação (2.27) desconsidera o torque assíncrono produzido por eles. Consequentemente, o coeficiente de amortecimento  $D$ , na primeira equação diferencial de oscilação mecânica, deve ser aumentado a um valor adequado ao torque assíncrono médio. As alterações na potência mecânica  $P_m$  e na fem  $E_f$  devem ser calculadas como no modelo de sexta ordem.

Este modelo é considerado suficientemente preciso para analisar a dinâmica eletromecânica. A principal desvantagem do modelo é que o coeficiente de amortecimento equivalente, que aparece na equação de oscilação, só pode ser calculado aproximadamente (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

### 2.3.4 Modelo de 3ª ordem

Este modelo, assim como o anterior, ignora os efeitos dos enrolamentos de armadura, considerando a fem transitória  $E'_d$  constante, e ainda despreza o efeito de blindagem das correntes parasitas no rotor. Essas duas considerações eliminam as equações (2.21), (2.22) e (2.23), apresentando o conjunto de equações para o modelo de terceira ordem conforme apresentado na Equação (2.28).

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (2.28)$$

$$T'_{do} \dot{E}'_q = E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d)$$

O cálculo da potência, devido as considerações do modelo, é realizado através da Equação (2.29).

$$P_e = E'_q I_q + (X'_d - X_q) I_d I_q \quad (2.29)$$

As alterações na potência mecânica  $P_m$  e na fem  $E_f$  devem ser calculadas como no modelo de sexta ordem.

### 2.3.5 Modelo de 2ª ordem

O modelo de segunda ordem é utilizado para análise simplificadas da dinâmica de sistemas de potência, pressupondo que nem a corrente de indução de eixo direto, nem a fem interna  $E_f$ , se alterem muito durante o estado transitório. Com isso, nesse modelo o gerador é representado por uma fem constante com uma reatância transitória de eixo direto e as duas equações de oscilação mecânica.

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.30)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega$$

As considerações desse modelo baseiam-se na ideia de que a constante de tempo transitória é relativamente longa, da ordem de segundos, de maneira que as tensões subtransitórias não mudem muito e a tensão interna seja muito pequena. De acordo com Machowski, Bialek e Bumby (2008), somente os geradores localizados muito longe do ponto de perturbação devem ser representados pelo modelo clássico.

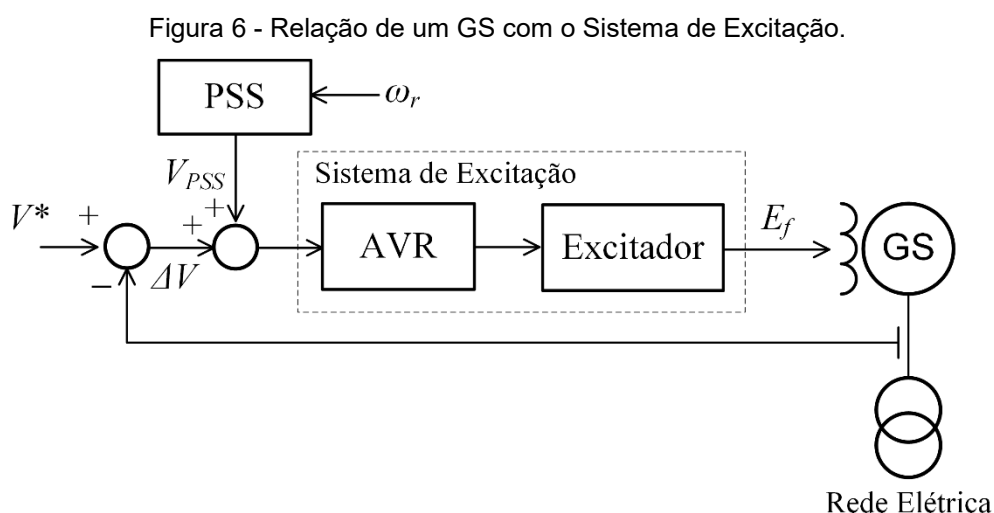
## 2.4 SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

A função básica de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Do ponto de vista do sistema de potência, Kundur (1994) acrescenta que o sistema de excitação deve contribuir para o controle efetivo da tensão e o aumento da estabilidade do sistema de potência,

sendo capaz de responder rapidamente a uma perturbação de modo a aumentar a estabilidade transitória.

Esse aumento da estabilidade é obtido através do controle da tensão de campo  $E_f$  e, portanto, da corrente de campo. Isso é fornecido pelo Regulador Automático de Tensão (*Automatic Voltage Regulator*, AVR), que manipula a tensão de campo para alcançar o ponto de referência de tensão terminal do estator da máquina síncrona (PREECE, 2013).

Um estabilizador do sistema de potência (*Power System Stabilizer*, PSS) também pode ser incluído para amortecer as oscilações de velocidade do rotor após perturbações (KUNDUR, 1994). A relação funcional entre o GS, sistema de excitação e PSS é mostrada na Figura 6.



Fonte: adaptado de (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, p. 384, 2008).

#### 2.4.1 Automatic Voltage Regulator - AVR

O AVR faz parte do sistema de excitação e sua função é regular a tensão terminal do GS, controlando a quantidade de corrente fornecida ao enrolamento de campo do gerador pelo excitador. A tensão terminal medida é comparada com a tensão de referência desejada  $V^*$  para produzir o erro de tensão  $\Delta V$ .

Este erro é então amplificado e utilizado para alterar a saída do excitador e, consequentemente, a corrente do campo do gerador, de modo que o erro de tensão é eliminado. O sistema de excitação comum de um GS contém o excitador e o AVR (BOLDEA, 2015).



Em última análise, o excitador e o modelo AVR devem ser interconectados com o modelo de gerador desenvolvido na Seção 2.3. Esta interface é através da variável  $E_f$ , que representa a tensão do enrolamento de campo do gerador (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

#### **2.4.2 Power System Stabilizer - PSS**

A ideia principal do *Power System Stabilizer* é adicionar amortecimento às oscilações do rotor do GS através de um sinal de controle suplementar enviado para o sistema de excitação. Nestes sistemas, as entradas mais usadas são a velocidade do eixo, a frequência terminal e a potência (IEEE, 2016).

O PSS reconhece que em regime permanente, isto é, quando o desvio da velocidade é zero ou quase zero, o controlador de tensão deve ser acionado apenas pelo erro de tensão  $\Delta V$ . No entanto, no estado transitório a velocidade do gerador não é constante, o rotor oscila e  $\Delta V$  sofre oscilações causadas pela mudança no ângulo do rotor.

A tarefa do PSS então é produzir um sinal adicional que compense as oscilações e proporcione um componente de amortecimento que está em fase com a variação da velocidade (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Isto é ilustrado na Figura 6 onde o sinal  $V_{PSS}$  é adicionado ao sinal de erro de tensão principal  $\Delta V$ . Em regime permanente,  $V_{PSS}$  deve ser igual a zero para que não perturbe o processo de regulação de tensão.

#### **2.4.3 Tipos de Sistemas de Excitação**

Segundo Arrillaga e Arnold (1990), para simulações dinâmicas do sistema de potência de 1s ou mais de duração é necessário incluir os efeitos dos controladores da máquina, pelo menos para a máquina mais afetada pela perturbação.

Modelos matemáticos de sistemas de excitação justificam-se então como essenciais para a avaliação dos requisitos de desempenho do sistema de potência frente a distúrbios, para a concepção e coordenação de circuitos de controle, proteções suplementares e para estudos de estabilidade relacionados ao planejamento e operação de sistemas de energia (KUNDUR, 1994).

Vários sistemas de excitação são usados na prática, e um estudo abrangente dos modelos de sistemas de excitação pode ser encontrado nos Relatórios do Comitê do IEEE sobre sistemas de excitação para estudos de estabilidade de sistemas de

potência (IEEE, 2016) e o leitor interessado deve consultar estas fontes para uma pesquisa aprofundada dos modelos.

Em resumo, são três os tipos distintos de sistemas de excitação, com base na fonte de excitação: Excitadores de corrente contínua (CC), Excitadores de corrente alternada (CA) e Excitadores Estáticos (ST).

#### 2.4.3.1 Excitadores CC

Os sistemas de excitação CC utilizam geradores de corrente contínua como fontes de energia de excitação e fornecem corrente ao rotor da máquina síncrona através de anéis deslizantes (IEEE, 2016). O excitador pode ser acionado por um motor ou o eixo do gerador. Pode ser autoexcitado ou com excitação independente.

Estes sistemas estão desaparecendo gradualmente, sendo substituídos por excitadores CA ou estáticos. Em alguns casos, os reguladores de tensão dedicados foram substituídos por modernos reguladores eletrônicos de estado sólido. Como muitos dos sistemas de excitação CC ainda estão em serviço, eles ainda precisam de modelagem em estudos de estabilidade (KUNDUR, 1994).

#### 2.4.3.2 Excitadores CA

Os sistemas de excitação desta categoria utilizam um alternador e retificadores estacionários ou rotativos para produzir a corrente contínua necessária para o campo da máquina síncrona (IEEE, 2016). Os alternadores são utilizados como fonte de potência de excitação do GS. Geralmente, o excitador está no mesmo eixo que o gerador de turbina.

A saída CA do excitador é convertida pelos retificadores para produzir a corrente contínua necessária para o campo do gerador. Se os retificadores são estacionários, a saída CC é fornecida ao enrolamento de campo do gerador através de anéis deslizantes. No caso de retificadores rotativos, a necessidade de anéis deslizantes e escovas é eliminada, e a saída CC é diretamente alimentada para o campo do gerador principal (KUNDUR, 1994).

#### 2.4.3.3 Excitadores Estáticos - ST

Todos os componentes nestes sistemas são estáticos. Retificadores estáticos, controlados ou não controlados, fornecem a corrente de excitação diretamente para o enrolamento de campo do GS através de anéis deslizantes. A fonte de alimentação

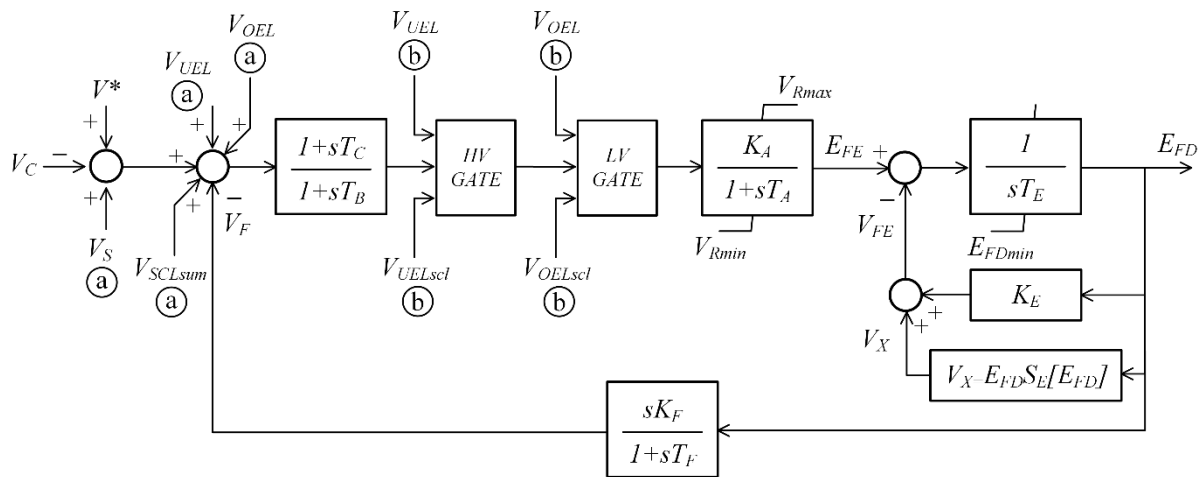
para os retificadores vem diretamente do gerador principal através de um transformador abaixador ou, de enrolamentos auxiliares do gerador.

#### 2.4.4 O Modelo DC1C

Para todos os tipos de sistemas de excitação apresentados na seção anterior, os Relatórios do Comitê do IEEE sobre sistemas de excitação (IEEE, 2016) apresentam diversos modelos para estudo de sistemas de potência.

O modelo em corrente contínua DC1C, visto na Figura 7, tem sido amplamente implementado para representar outros tipos de sistemas quando dados detalhados para eles não estão disponíveis ou quando um modelo simplificado é necessário.

Figura 7 - Modelo de Sistema de Excitação DC1C.



Fonte: (IEEE, p.15, 2016).

No modelo apresentado na Figura 7, a entrada principal é a tensão terminal,  $V_C$ . Na somatória,  $V_C$  é subtraída da tensão de referência,  $V^*$ . O *feedback* de estabilização,  $V_F$ , é subtraído e o sinal de saída do PSS,  $V_S$ , é adicionado, para produzir uma tensão de erro.

Da mesma forma, os limitadores (b)  $V_{OEL}$ ,  $V_{UEL}$  e  $V_{SCLsum}$  são representados também como ações nos pontos de soma (a) e adicionados ao cálculo do erro de tensão. As chaves presentes, *HV GATE* e *LV GATE*, são seletores de maior e menor valor, agindo como proteções do sistema de excitação.

No regime permanente, estes últimos sinais ( $V_F$ ,  $V_S$ ,  $V_{OEL}$ ,  $V_{UEL}$  e  $V_{SCLsum}$ ) são zero, deixando apenas o sinal de erro de tensão do terminal.

O sinal resultante é amplificado no regulador. A constante de tempo principal,  $T_A$ , e o ganho,  $K_A$ , associados ao regulador de tensão, são mostrados incorporando limites de saturação de controle da fonte de alimentação. Esses reguladores de tensão utilizam fontes de energia que normalmente não são afetadas por transitórios curtos na máquina síncrona ou em barramentos auxiliares.

As constantes de tempo,  $T_B$  e  $T_C$ , podem ser usadas para modelar constantes de tempo equivalentes inerentes ao regulador de tensão, mas essas constantes de tempo são frequentemente pequenas o suficiente para serem negligenciadas.

A saída do regulador de tensão,  $E_{FE}$ , é usada para controlar o excitador, que pode ser excitado separadamente ou autoexcitado.  $T_E$  é a constante de tempo do excitador interno. Quando um campo autoexcitado é usado, o valor de  $K_E$  reflete a configuração do reostato de campo. Em alguns casos, o valor resultante de  $K_E$  pode ser negativo.

A maioria destes excitadores utilizam campos de derivação autoexcitados com o regulador de tensão operando em um modo comumente denominado *buck-boost*. A maioria dos operadores controlam manualmente o regulador de tensão, cortando periodicamente o *set point* do reostato, zerando a saída do regulador de tensão.

Isso pode ser simulado selecionando o valor de  $K_E$  de modo que as condições iniciais sejam satisfeitas com  $V_R=0$ . Em alguns programas, se  $K_E$  é inserido como zero, ele é automaticamente calculado para autoexcitação.

Se for fornecido um valor diferente de zero para  $K_E$ , o programa não deve recalculá-lo, uma vez que uma definição de reostato fixa está implícita. Para tais sistemas, o reostato é frequentemente fixado a um valor que produziria autoexcitação perto de condições nominais. Um valor para  $K_E=1$  é usado para representar um sistema com excitação independente.

O termo  $S_E[E_{FD}]$  é uma função não-linear com valores definidos que simula os efeitos de saturação magnética do gerador, entregando  $V_X$  na saída, produto da entrada  $E_{FD}$  e do valor da função não-linear  $S_E[E_{FD}]$  a esta tensão de excitação.

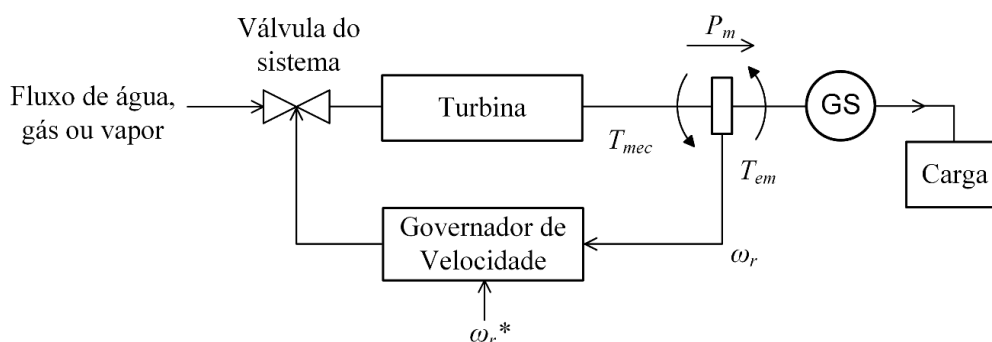
Um sinal derivado da tensão de campo é normalmente utilizado para proporcionar a estabilização do sistema de excitação,  $V_F$ , através do *feedback* da função de transferência com ganho  $K_F$  e constante de tempo  $T_F$ .

## 2.5 GOVERNADOR DE VELOCIDADE

Em um sistema de energia, os geradores síncronos são normalmente movidos por turbinas à vapor, gás ou hidráulicas, equipadas com um sistema de governador para fornecer um meio pelo qual a turbina possa ser iniciada, alcançar a velocidade de operação e operar em carga com a potência de saída requerida (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

O controle da potência de saída dá-se pela manutenção inicial da velocidade em relação a entrada de carga, a partir da válvula do sistema, envolvendo o erro de velocidade obtido através da estimação ou leitura da velocidade do rotor e a velocidade de referência (KUNDUR, 1994). Uma relação entre o GS e o governador de velocidade pode ser visto na Figura 8.

Figura 8 - Relação de um GS com um Governador de velocidade.



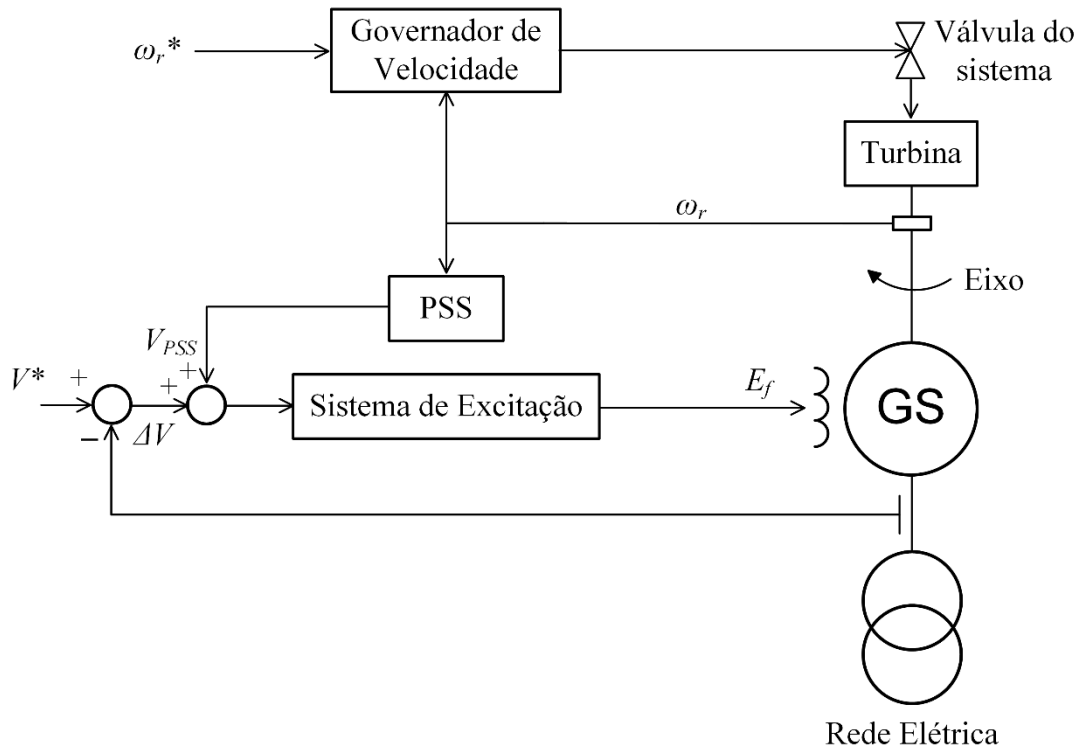
Fonte: adaptado de BALDEA p.235.

A modelagem de governadores é desenvolvida de modo que a potência de entrada no modelo do GS possa ser regulada da mesma maneira que o real, mas são simplificados para serem usados exclusivamente para análise de sistemas de energia elétrica (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Embora o sistema de controle permita tanto o arranque da turbina como seu controle em funcionamento, é este último que interessa ao trabalho.

Todos os controladores da máquina síncrona discutidos nestas seções podem ser relacionados em um esquemático básico de aplicação e simulação do projeto proposto, visualizado na Figura 9.

Figura 9 - Esquemático de um GS com os controles auxiliares.



Fonte: Acervo do Autor.

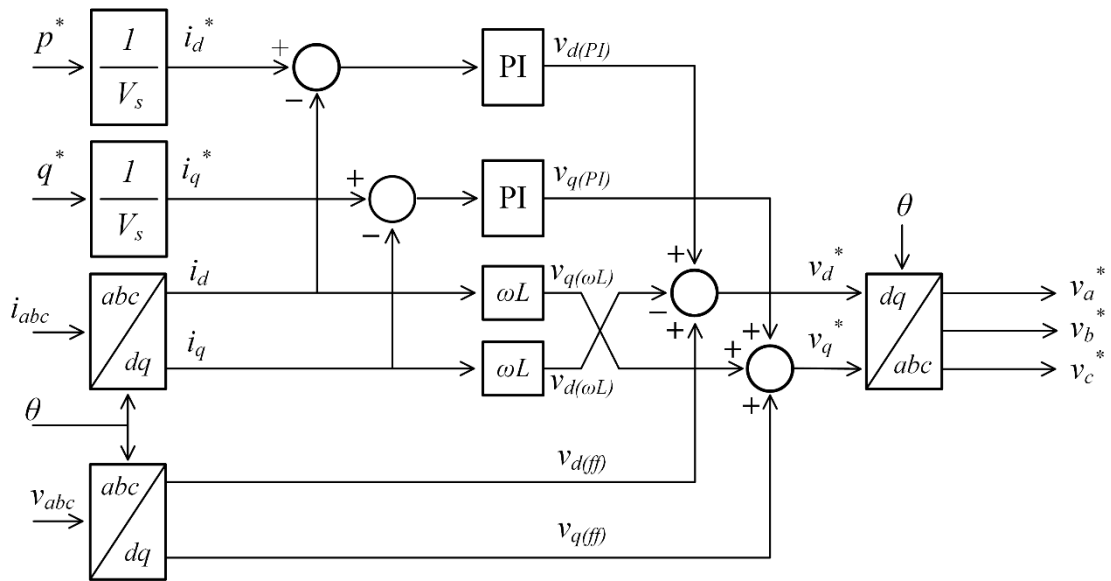
## 2.6 ESTRATÉGIA CONVENCIONAL: O CONTROLE PQ

O controle vetorial baseado nas potências ativa e reativas, usualmente denominado na literatura de Controle PQ, é a estratégia de controle mais comum em gerações distribuídas atualmente. O controle é baseado no desacoplamento das potências ativa e reativa (ATAJI *et al.*, 2016).

A amplitude e a fase das correntes do inversor são controladas de tal forma que as potências ativa e reativa necessárias sejam alcançadas. O inversor estima a potência ativa e reativa através da detecção de sua tensão e corrente de saída e, comparando-as com os valores de referência, regula a potência ativa para suprir a demanda de potência da carga e a potência reativa para suprir as necessidades da tensão da rede elétrica (FU *et al.*, 2015).

Os laços independentes de potência são transformados para a referência trifásica rotacional novamente e determinam os disparos do semicondutor do inversor de potência. Um diagrama da estratégia de controle PQ pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 - Controle PQ.



Fonte: Adaptado de Fu *et al.* (p. 563, 2015).

No diagrama, os valores de referência de potência, convertidos em valores de referência de corrente, são comparados com as correntes medidas do inversor, na referência d-q, e controlados a partir do controlador PI.

Esses sinais controlados são somados às referências e tensão da rede e à interferência do acoplamento cruzado existente, apresentado por Novotny e Lipo (1996). O resultado é a tensão de referência a ser tratada pelo circuito de disparo do inversor.

A diferença em relação às estratégias VSG e PQ consiste na existência da inércia virtual agregada da máquina ao modelo, característica da estratégia VSG, ao passo que a estratégia de controle PQ se preocupa com a regulação instantânea das potências (KALITJUKA, 2011). As vantagens e desvantagens destas estratégias dependem do propósito de aplicação do circuito de potência, visto que suas características são diferentes.

O trabalho proposto analisará ambas as estratégias quanto à sua influência na estabilidade de um sistema de potência ao sofrerem distúrbios eletromecânicos, sendo suas conclusões pertinentes a este universo de condições.

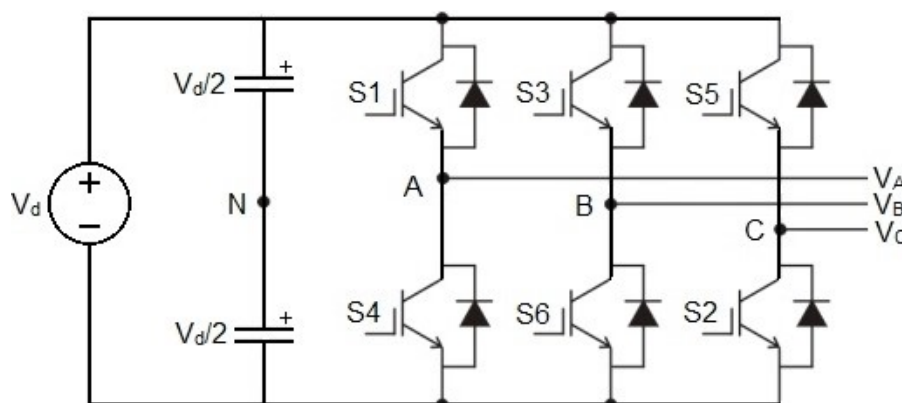
### 3 DESENVOLVIMENTO DO VSG

#### 3.1 O INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Os circuitos estáticos que convertem a energia de uma fonte de corrente contínua para uma fonte de corrente alternada, com tensão e frequência de saída ajustáveis, são denominados conversores CC/CA ou Inversores de Frequência.

Em geral, existem dois tipos de inversores: inversores de fonte de tensão (*Voltage Source Inverters*, VSI) e inversores de fonte de corrente (*Current Source Inverters*, CSI). No VSI, a entrada é uma fonte de tensão CC e o inversor converte essa tensão em uma fonte de saída CA. No CSI, a entrada é uma fonte de corrente CC e o inversor converte a corrente de entrada CC em uma corrente de saída CA (SEN, 1996). O inversor CSI tem aplicações mais limitadas que o VSI e, por não ser adotado para o trabalho, não será discutido. Um esquema básico de um inversor VSI trifásico pode ser visto na Figura 11.

Figura 11 - Esquema básico de uma inversor VSI.



Fonte: Acervo do autor.

A maneira como é convertida a tensão, através da técnica de chaveamento aplicada, implicará em baixos índices de distorção harmônica e maior verossimilhança com a senóide desejada. Para o inversor VSI, a técnica de chaveamento mais comum, utilizada com satisfatória qualidade do sinal de saída é a Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*, PWM) (RASHID, 2015).

O PWM é uma maneira de obter o sinal alternado de baixa frequência através de uma modulação em alta frequência. Para isso, compara-se uma tensão de referência com um sinal triangular simétrico cuja frequência determina a frequência de chaveamento (NOVOTNY; LIPO, 1996).



A frequência da onda triangular, chamada portadora, deve ser no mínimo 20 vezes superior à máxima frequência da onda de referência para que se obtenha uma reprodução aceitável da forma de onda sobre a carga, depois de efetuada a filtragem.

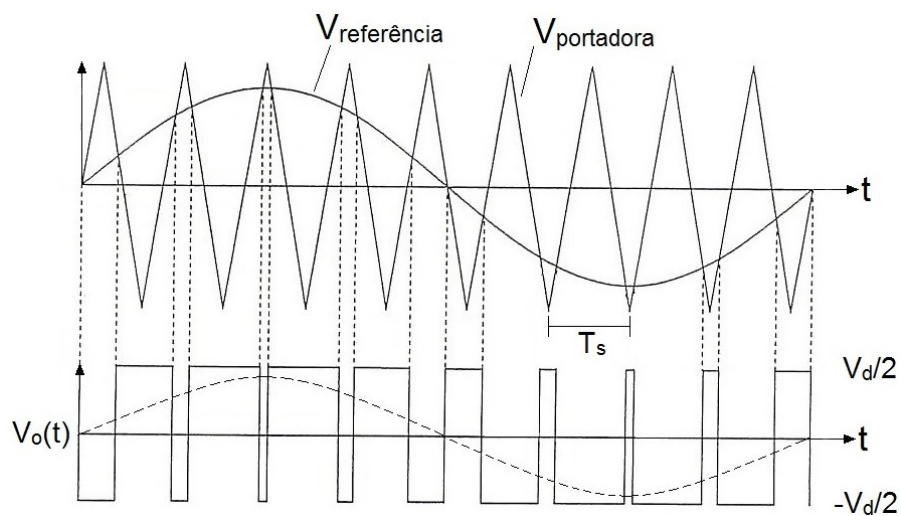
A largura do pulso de saída do modulador varia de acordo com a amplitude relativa da referência em comparação com a portadora triangular. Tem-se, assim, uma Modulação por Largura de Pulso (RASHID, 2015). A relação entre essas amplitudes chama-se índice de modulação,  $m_a$ . Com este valor, pode-se calcular o valor de pico da componente fundamental de frequência da tensão de saída do inversor, dada pela Equação (3.1).

$$V_{o1,pico} = \frac{V_{referência}}{V_{portadora}} \cdot \frac{V_d}{2} = m_a \cdot \frac{V_d}{2} \quad (3.1)$$

Caso a referência seja uma senóide, a largura do pulso de saída é alterada continuamente, para sintetizar uma corrente no motor mais parecida com uma senóide possível. Essa técnica é denominada *Sinusoidal PWM* (PWM senoidal, SPWM) (NOVOTNY; LIPO, 1996).

A tensão de saída, aplicada à carga, é formada por uma sucessão de ondas retangulares de amplitude igual à tensão de alimentação CC e duração variável com relação ao sinal de referência. A Figura 12 mostra a modulação SPWM, produzindo na saída uma tensão com dois níveis, na frequência da onda triangular.

Figura 12 - PWM Senoidal para uma fase.



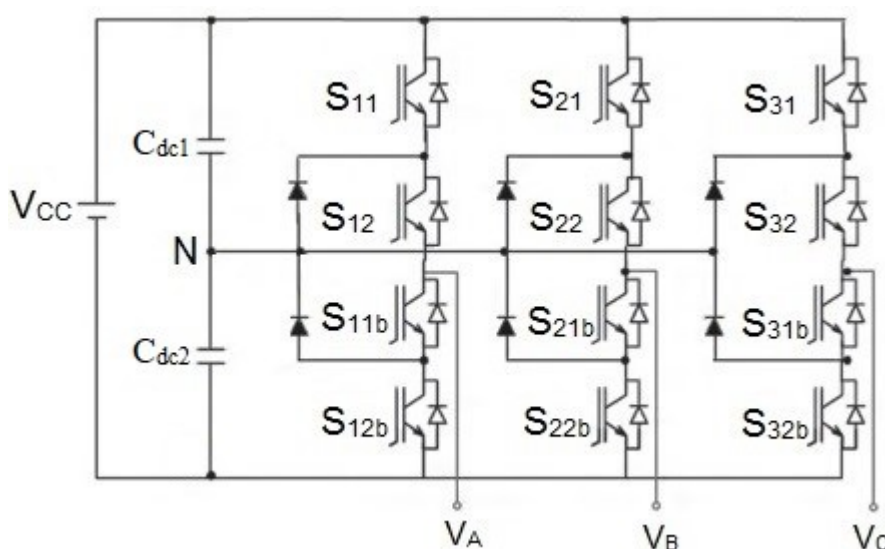
Fonte: Acervo do autor.

### 3.1.1 Inversor multinível

Na aplicação dos inversores em sistemas elétricos de geração em baixa tensão os inversores convencionais de dois níveis são largamente empregados, devido sua simplicidade de controle e o reduzido número de componentes. Em sistemas onde os inversores convencionais não garantem o atendimento dos níveis de tensão, corrente e potência em padrões adequados, topologias multiníveis podem ser empregadas (RODRIGUEZ *et al.*, 2010).

Umas das tecnologias multiníveis mais difundidas é conhecida internacionalmente como *Neutral Point Clamped* (NPC), ou conversor com ponto neutro grampeado, inicialmente introduzida por Nabae, Takahashi e Akagi (1981), como pode ser vista na Figura 13.

Figura 13 - Inversor NPC de três níveis.



Fonte: adaptado de Krug, Kume e Swamy (p.1, 2004).

Com essa topologia, o stress de tensão nos componentes de chaveamento de potência é metade do encontrado nos inversores convencionais de dois níveis (KRUG; KUME; SWAMY, 2004). Apesar de possuírem maior custo agregado devido ao aumento do número de componentes e da complexidade dos sistemas de controle, apresentam ainda melhores resultados com relação à distorção harmônica da forma de onda entregue à rede, possibilitando a redução ou a eliminação de filtros passivos (NABAE; TAKAHASHI; AKAGI, 1981).

Neste circuito da Figura 13, o barramento de tensão CC com três níveis é obtido através de dois capacitores,  $C_{dc1}$  e  $C_{dc2}$ , conectados em série onde o ponto médio

destes capacitores é definido como ponto neutro (*Neutral Point*). A tensão de saída, para cada fase, pode apresentar três níveis ( $V_{CC}/2$ , 0 e  $-V_{CC}/2$ ) obtidos em função do acionamento de determinadas chaves. Para obtenção destes níveis as chaves devem ser ligadas adequadamente conforme a Tabela 1.

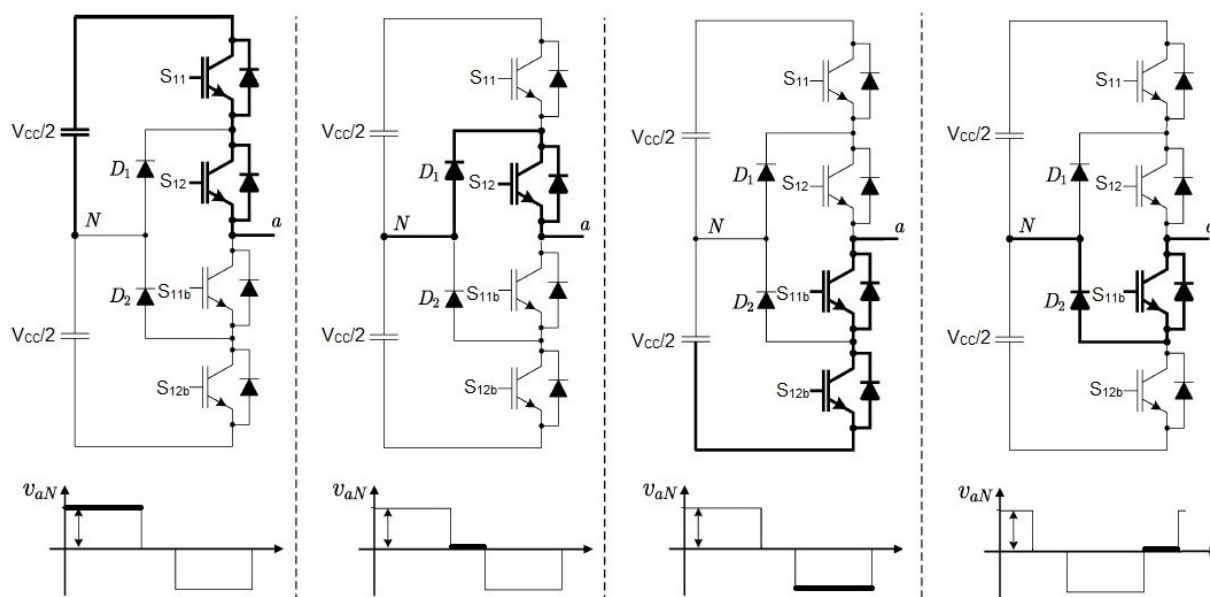
Tabela 1 - Comando dos interruptores no conversor NPC de três níveis.

Nível de Tensão	Interrupções em condução			
	$S_{11}$	$S_{12}$	$S_{11b}$	$S_{12b}$
$V_{CC}/2$	1	1	0	0
0	0	1	0	0
$-V_{CC}/2$	0	0	1	1
0	0	0	1	0

Fonte: Acervo do autor.

Deve-se notar que existem pares complementares de chaves que nunca são acionadas simultaneamente (RODRIGUEZ; LAI; PENG, 2002). Para este conversor os pares complementares possuem o mesmo nome, com adição de uma letra b, como  $S_{11}$  e  $S_{11b}$ . Os estados de operação dessas chaves que proporcionam os níveis de tensão requeridos podem ser vistos na Figura 14, de acordo com a sequência apresentada na Tabela 1.

Figura 14 - Estados de comutação das chaves do NPC três níveis em uma fase.

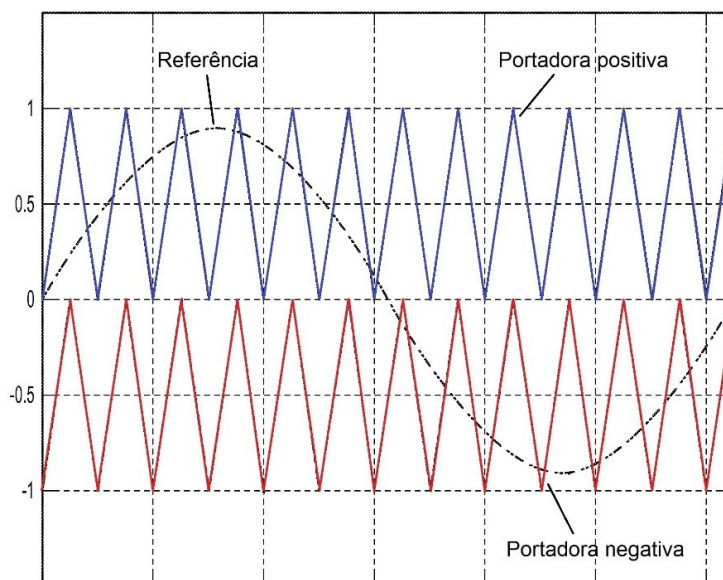


Fonte: Adaptado de Rodriguez *et al.* (p.1789, 2009)

A sequência de acionamentos das chaves apresentado pode ser obtida mediante uma modulação baseada em portadoras. Três alternativas de estratégias PWM com disposição de fase são apresentadas em Carrara *et al.* (1990), sendo elas a modulação por disposição de fase (*Phase Disposition*, PD) na qual todas as portadoras estão em fase; a modulação por disposição de fase oposta (*Phase Opposition Disposition*, POD) na qual as portadoras positivas estão fora de fase com as portadoras negativas por  $180^\circ$ ; e a modulação por disposição de fase oposta e alternada (*Alternative Phase Opposition Disposition*, APOD) na qual as portadoras adjacentes são deslocadas  $180^\circ$  uma em relação à outra.

Com base no inversor NPC da Figura 13, a modulação para obtenção de três níveis de tensão utiliza-se de duas portadoras triangulares, dispostas conforme a Figura 15 com a estratégia PD. A comparação entre o semiciclo positivo da referência senoidal com a portadora positiva gera a ordem de comando dos semicondutores complementares  $S_{11}$  e  $S_{11b}$ . O instante de comutação de  $S_{12}$  e  $S_{12b}$  se determina comparando o semiciclo negativo da referência com a portadora negativa.

Figura 15 - Modulação PD em três níveis para uma fase.



Fonte: Acervo do autor.

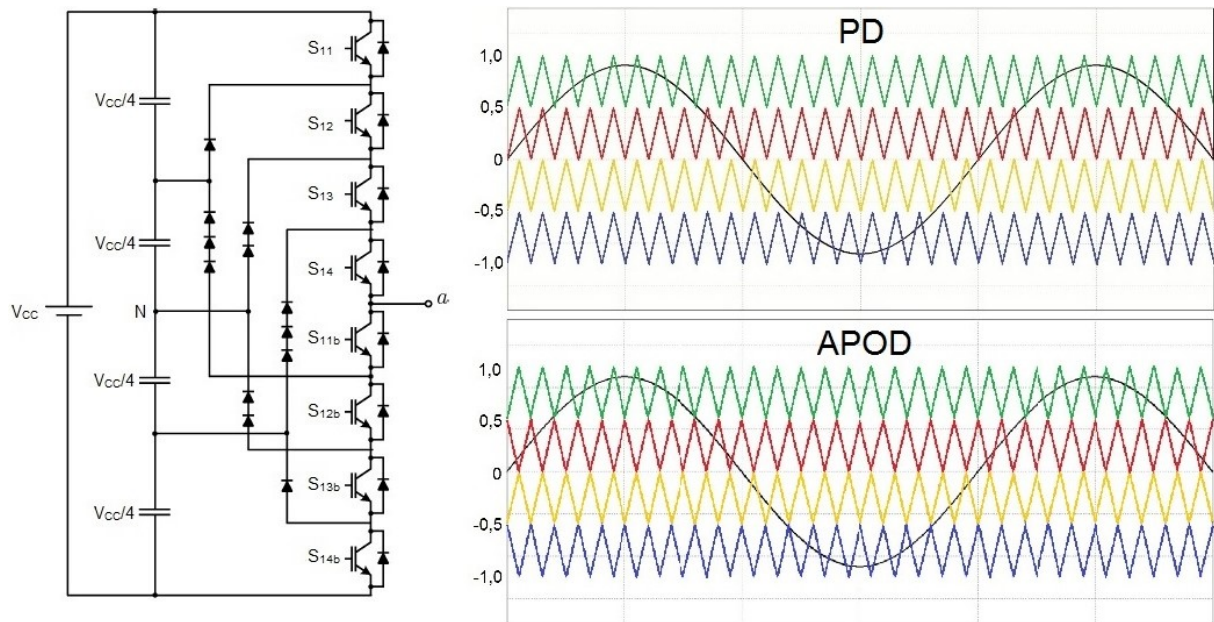
O conversor NPC consegue processar duas vezes mais energia que o conversor de dois níveis convencional. É possível aumentar a capacidade de processamento de energia (usando interruptores de mesma capacidade) de um conversor com diodos de grampeamento, aumentando o número níveis da estrutura (SANTOS, 2011). A

máxima tensão a que os semicondutores estão submetidos é função do número de níveis do conversor,  $ni$ , e da tensão do barramento,  $V_{CC}$ , segundo a Equação (3.2).

$$V_{Smáx} = \frac{V_{CC}}{ni-1} \quad (3.2)$$

Fazendo analogia à estrutura de três níveis, a Figura 16 apresenta um conversor à cinco níveis, com duas estratégias de chaveamento, PD e APOD.

Figura 16 - Inversor NPC de cinco níveis para uma fase, com PD e APOD.

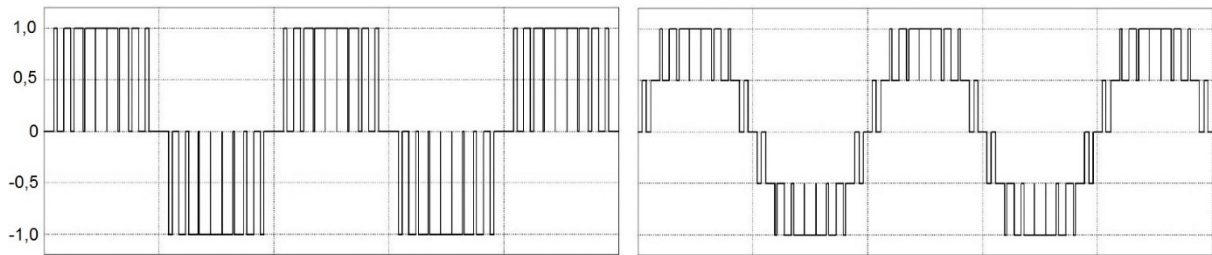


Fonte: Adaptado de Rodriguez *et al.* (p.1790, 2009)

Pode-se notar que o número de chaves é duplicado e o número de diodos de grampeamento do barramento é triplicado. Para a produção do sinal são necessárias quatro portadoras.

De uma forma geral um conversor com diodos de grampeamento com  $ni$  níveis consistem de  $ni - 1$  capacitores no elo contínuo e produzem  $m$  níveis nas tensões de fase e  $2ni - 1$  níveis para as tensões de linha. Para uma tensão total  $V_{CC}$  na barra contínua, cada capacitor aplica uma tensão de  $V_{CC}/(ni - 1)$ . Para uma comparação final, a Figura 17 traz a tensão de fase na saída dos dois NPC apresentados, três e cinco níveis.

Figura 17 - Tensão de fase na saída de um NPC de 3 níveis e 5 níveis.



Fonte: Adaptado de Veiga (p.23, 2013).

### 3.1.2 Capacitor do barramento CC

Um componente crítico destes conversores são os capacitores do barramento CC. Segundo Bueno *et al.* (2006), o cálculo do capacitor do barramento CC para um conversor NPC depende dos mesmos fatores que a topologia de dois níveis e, além disso, é função de uma ondulação de baixa frequência devido à corrente que percorre o ponto neutro. Esta corrente produz um desequilíbrio de tensão nos capacitores do barramento CC, que, se não for delimitado, pode produzir efeitos como:

- Sobretensões nos dispositivos eletrônicos de energia, bem como nos capacitores de barramento CC;
- Piora da qualidade das correntes que circulam para a carga, por exemplo, o desequilíbrio destes; e
- No caso extremo, uma operação inadequada do conversor.

Bueno *et al.* (2008) apresenta ainda um estudo sobre métodos analíticos para calcular os capacitores do barramento CC a fim de evitar o desequilíbrio de tensão e os efeitos mencionados acima. A Equação (3.3) apresenta a expressão analítica que calcula o capacitor:

$$C_{dc} \geq \frac{S_n}{2 \cdot \omega_{base} u_{dc} \Delta u_{dc}} \quad (3.3)$$

Assumindo  $C_{dc}$  como a capacidade total do banco de capacitores do barramento CC, para o NPC de 5 níveis, cada uma das quatro camadas do barramento terá a capacidade equivalente de  $C_{dc1} = C_{dc2} = C_{dc3} = C_{dc4} = 4C_{dc}$ . Ainda a respeito da equação,  $\omega_{base}$  é a velocidade angular base de operação,  $u_{dc}$  é a tensão pela qual o barramento está submetido e  $\Delta u_{dc}$  é o ripple máximo permitido (BUENO *et al.*, 2008).

### 3.2 MODELO DO GERADOR ADOTADO

A modelagem do gerador síncrono tem como objetivo principal a simulação do comportamento de uma máquina real, para testes e aplicações computacionais prévias. A escolha adequada do modelo, considerando e negligenciando aspectos construtivos e elétricos, depende de estudos preliminares da relevância destas características mediante o grau de profundidade do estudo.

Os modelos de GS, assim como a aplicabilidade destes, foram apresentados na Seção 2.3, onde o modelo de 4ª ordem, segundo Machowski, Bialek e Bumby (2008), é considerado suficientemente preciso para análise de dinâmicas eletromecânicas. Mesmo com esta afirmação, o modelo escolhido para o trabalho proposto foi um modelo mais completo, o modelo de 6ª ordem.

Neste modelo, o gerador é representado pelas fems subtransitórias em série com suas respectivas reatâncias, conforme apresentado pela Equação (2.13). A estas equações inclui-se as equações de velocidade, Equação (2.18), e variação de ângulo do rotor, Equação (2.19).

O conjunto completo de seis equações diferenciais que descreve o modelo de GS escolhido é reapresentado, como na Seção 2.3.1. A Equação (2.16) da potência de entreferro também é mostrada.

$$\begin{aligned}
 T_m - T_e - D\Delta\omega &= \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \\
 \frac{d\theta}{dt} &= \omega \\
 T'_{do}\dot{E}'_q &= E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \\
 T'_{qo}\dot{E}'_d &= -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \\
 T''_{do}\dot{E}''_q &= E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \\
 T''_{qo}\dot{E}''_d &= E'_d - E''_d - I_q(X'_q - X''_q) \\
 P_e &= (E''_d I_d + E''_q I_q) + (X''_d - X''_q) I_d I_q
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

#### 3.2.1 Sistema Excitador, PSS e Governador

Quaisquer alterações de potência mecânica e de tensão terminal das equações do modelo são calculadas com base nos sistemas excitadores e governadores



escolhidos para auxiliar o controle do inversor na estratégia do modelo VSG. Estes sistemas foram apresentados nas Seções 2.4 e 2.5.

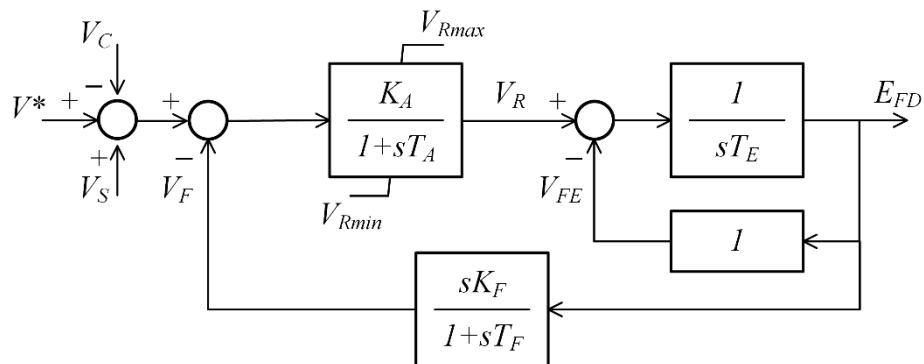
Para o controle da tensão terminal do VSG foi utilizado um modelo do IEEE de sistema de excitação de corrente contínua, DC1C, descrito detalhadamente na Seção 2.4.4.

Neste modelo, algumas considerações foram adotadas para simplificação do projeto. Os efeitos de saturação magnética da máquina serão desprezados, tornando a saída  $V_X$  da função não-linear de  $S_E[E_{FD}]$  sempre nula.

Além disso, segundo a literatura pertinente ao modelo, usa-se  $K_E=1$  para representar um sistema com excitação independente. Os limitadores que também estão presentes como pontos de soma,  $V_{OEL}$ ,  $V_{UEL}$  e  $V_{SCLsum}$  não serão utilizadas, e as constantes de tempo inerentes ao regulador de tensão,  $T_B$  e  $T_C$ , como a própria literatura disserta, são pequenas o suficiente e podem ser negligenciadas.

Com essas considerações, o resultado do primeiro somador é entrada do regulador de tensão com constante  $T_A$  e ganho  $K_A$ . Como os limitadores são desconsiderados, as chaves seletoras perdem sua serventia. O modelo simplificado do sistema excitador pode ser visualizado na Figura 18.

Figura 18 - Sistema Excitador DC1C simplificado.

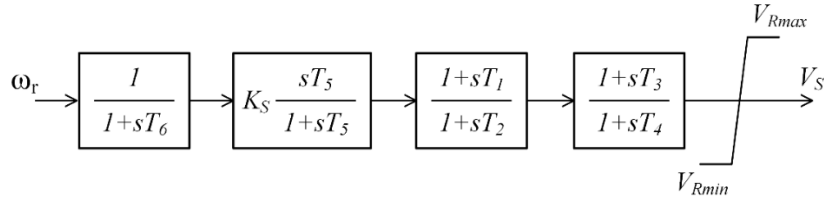


Fonte: adaptado de (IEEE, 2016).

Para a estabilização do sistema de potência, também foi utilizado um modelo do IEEE para PSS, o PSS1A, ilustrado na Figura 19. O PSS1A é um estabilizador compatível com o sistema excitador utilizado e que possui uma única entrada. No trabalho proposto a entrada é diretamente a velocidade.



Figura 19 – PSS1A simplificado utilizado.



Fonte: (IEEE, p.60, 2016).

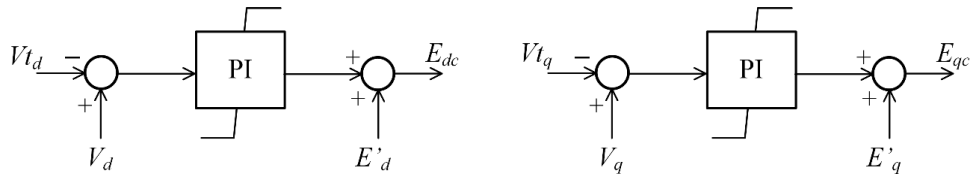
A constante de tempo  $T_6$  representa uma constante de tempo do transdutor. O ganho do estabilizador é ajustado pelo termo  $K_S$  e a filtragem do sinal é ajustada pelo filtro *washout* de constante de tempo  $T_5$ . Os dois blocos seguintes permitem dois estágios de compensadores avanço-atraso, definidos pelas constantes  $T_1$  a  $T_4$ .

A saída em velocidade do estabilizador passa por limites simples de saída,  $V_{R\hat{M}\hat{A}X}$  e  $V_{R\hat{M}\hat{I}N}$ . A saída do estabilizador,  $V_S$ , é uma das entradas para o modelo de sistema de excitação do trabalho.

Ao final do controle da tensão terminal do VSG, é adicionado um controle PI duplo. O intuito deste controle é convergir o valor da tensão terminal do conversor para o valor calculado através do modelo de máquina, definidos pelo conjunto de Equações (3.4).

O controle, visto na Figura 20, traduz-se na comparação entre os dois valores que, ao receberem o controle proporcional integral, são somados aos valores de tensão transitória, todos em relação aos seus eixos direto e em quadratura (CARLETTI, 2015).

Figura 20 - Controle PI de tensão terminal.



Fonte: adaptado de (CARLETTI, 2015).

Para o controle da potência mecânica e assim, da frequência, o sistema governador tratado apresenta uma proposta simples de controle com um *set-point* de potência ativa,  $P_{ref}$ , e um controle *droop* simples de frequência, também apresentado em Carletti (2015), observado na equação abaixo.

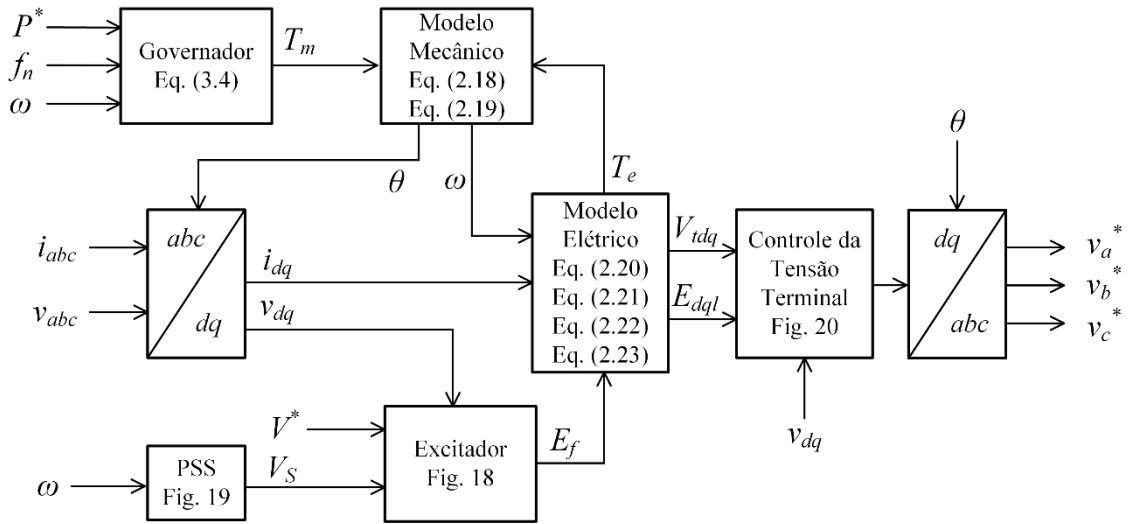
$$T_m = \frac{P_m}{\omega} = \frac{P_{ref} + D_p f_n (1 - \omega)}{\omega} \quad (3.5)$$

O controle *droop* proposto é caracterizado por um coeficiente de *droop*  $D_p$  invariante, multiplicando a frequência nominal e o desvio de velocidade da máquina em relação à velocidade nominal de 1.0pu. Este resultado é somado a referência de potência ativa e o conjunto é então dividido pela velocidade, obtendo a entrada de torque mecânico que será atribuído ao VSG (CARLETTI, 2015).

### 3.3 ESTRUTURA GERAL DO VSG

Com as definições estabelecidas nas seções anteriores a estruturação da estratégia VSG é moldada conforme o diagrama da Figura 21.

Figura 21 - Estrutura geral da estratégia VSG proposta.



Fonte: Acervo do autor.

As tensões e correntes terminais do VSG são medidas e transformadas para o referencial síncrono, nos eixos d-q. Estes então alimentam toda a modelagem elétrica da estratégia do VSG, que se constitui pelo sistema excitador, o PSS e o modelo elétrico do gerador síncrono. O valor de referência utilizado pelo sistema excitador é 1.0pu, que é comparado com a tensão terminal medida, transformada em módulo através da Equação (3.6).

$$V_t = \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \quad (3.6)$$

Na parte superior da estrutura geral, observa-se o sistema governador, que utiliza o *setpoint* de potência ativa  $P^*$ , a referência de frequência nominal  $f_n$  e a velocidade virtual da máquina  $\omega$  para o controle da potência mecânica e assim, da frequência.

O torque mecânico é fornecido ao equacionamento mecânico do GS, junto ao torque eletromagnético virtual do modelo elétrico. O bloco retorna a velocidade e a posição (ângulo) virtual do VSG.

Enquanto isso, na parte inferior do esquemático, o sistema de excitação agrega amortecimento às oscilações do rotor do GS através do sinal de controle do PSS que, junto à referência de tensão requerida e as tensões terminais no referencial dq, são entradas do sistema excitador para prover a tensão de excitação do enrolamento de campo da MS, contribuindo para o controle efetivo da tensão e o aumento da estabilidade do sistema.

O modelo elétrico então, de posse da velocidade virtual, tensão de excitação e correntes terminais, calcula todas as tensões virtuais ao sistema modelado, simulando subtransitório, transitório e regime permanente, de acordo com a situação atual em que o sistema está submetido, conforme regem o sistema de Equações (3.4).

Após a obtenção desta tensão, os valores são ajustados por controles de tensão terminal e transformados para a referência abc, para se tornarem os parâmetros de chaveamento do inversor.

O ângulo elétrico é utilizado pelas transformadas direta e inversa para mudança de referência dos parâmetros medidos e dos comandos de chaveamento.

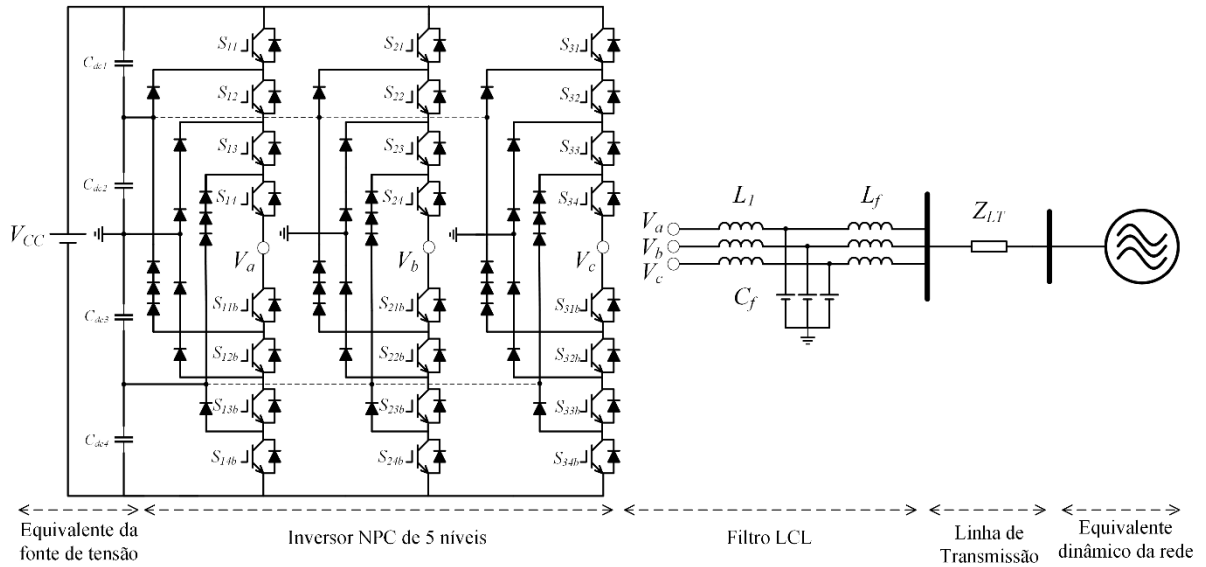
### **3.3.1 Filtro LCL**

O objetivo do filtro LCL é atenuar os efeitos de oscilações em alta frequência causados pelos harmônicos gerados no chaveamento dos conversores. O filtro LCL proporciona, em relação aos indutores tradicionais de chaveamento, filtragem mais efetiva com valores de indutância menores, tornando o projeto mais simplificado e robusto (CARLETTI, 2015).

A Seção 3.1.1 apresenta justificativas para a ausência deste filtro em inversores multiníveis, porém Araujo *et al.* (2007) disserta a respeito da utilização de filtros nos conversores NPC. Ainda que este conversor comparado ao inversor convencional de dois níveis apresente uma tensão de saída com baixas taxas de Distorção Harmônica Total (THD),  $dv/dt$  e interferência eletromagnética, à medida que o número de níveis do inversor aumenta, o THD da forma de onda da corrente injetada pelo inversor apresenta pouca melhoria, necessitando ainda de ajustes para a conexão com a rede no ponto de acoplamento comum.

Para Araujo *et al.* (2007), a dependência do filtro em relação aos parâmetros da rede é de grande importância em aplicações de alta potência, proporcionando melhor atenuação do que outros filtros com o mesmo tamanho e com uma saída indutiva, sendo ainda capaz de limitar problemas com correntes de partida. A Figura 22 ilustra a estrutura do filtro LCL e sua localização, próxima ao inversor.

Figura 22 - Disposição do filtro LCL.



Fonte: Acervo do autor.

A escolha dos parâmetros do filtro LCL do projeto segue a metodologia adotada por Teodorescu *et al.* (2003). Nesta literatura, o projeto do filtro é dependente da potência do conversor  $P_n$ , tensão nominal eficaz do filtro  $e$ , da frequência da rede  $f_n$ , da frequência de chaveamento do conversor  $f_s$ , do fator de atenuação  $r$  e do *ripple* de corrente. O guia IEEE-519 (2014) recomenda que a corrente de *ripple* máxima admissível seja de 3,5%. Assim, os valores do filtro serão normalizados em relação aos valores base calculados através das equações a seguir.

Nas Equações (3.7), (3.8) e (3.9), os indutores  $L_1$  e  $L_f$  e o capacitor  $C_f$  são calculados.

$$L_1 = \frac{e}{2\sqrt{6} \cdot f_s \cdot i_{ripple}} \quad (3.7)$$

$$L_f = r \cdot L_1 \quad (3.8)$$

$$C_f = 0,05 \cdot \frac{P_n}{2\pi \cdot f_n \cdot e^2} \quad (3.9)$$

A frequência de ressonância é obtida através da Equação (3.10), obedecendo a condição determinada na Equação (3.11):

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_f}{L_1 \cdot C_f \cdot L_f}} \quad (3.10)$$

$$10 \cdot f_n < f_{res} < 0,5 \cdot f_s \quad (3.11)$$

## 4 VALIDAÇÃO DO MODELO

A estratégia VSG tem como objetivo atribuir a uma geração distribuída a inércia rotacional de um gerador síncrono, contribuindo assim para a estabilidade do sistema na qual essa GD está inserida.

Para comprovar que a estratégia VSG simula de maneira fiável o comportamento dinâmico de um gerador síncrono real, tanto o gerador quanto o VSG são modelados com os mesmos parâmetros.

Com isso, possuem os mesmos valores internos de máquina, mesmos sistemas auxiliares (sistema de excitação, PSS e sistema governador) e são submetidos ao mesmo ambiente de simulação, para que seus resultados sejam analisados sob condições idênticas.

### 4.1 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DA GERAÇÃO

A potência do gerador síncrono foi determinada de acordo com o panorama atual do Banco de Informações de Geração do SIN, o BIG. Nele, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) reúne e divulga uma série de dados relativos ao parque gerador brasileiro. Estão disponíveis informações sobre as usinas regularizadas em operação, em construção e com construção não iniciada, relativos a usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas, fotovoltaicas, nucleares e também outras fontes alternativas (ANEEL, 2017).

Segundo o BIG de Março de 2017, as usinas fotovoltaicas em construção no SIN possuem potência outorgada entre 20 e 30MW, construídas predominantemente na Bahia e no Piauí (ANEEL, 2017). Com base nessas informações, um gerador de 20MW foi definido para a simulação. Os dados da máquina original foram obtidos de Silva *et al.* (2016).

O sistema excitador baseou seus parâmetros nos dados de amostra da revisão do IEEE das práticas recomendadas em modelos de excitadores para estudos de estabilidade em sistemas de energia (IEEE, 2016) e, pelo sistema ser uma adaptação, os dados de amostra também receberam ajustes de experimentação. O PSS também foi baseado na mesma revisão do IEEE, sendo que seus dados base, assim como toda a estrutura do estabilizador, foram fielmente considerados na simulação.

Por fim, o inversor de frequência definido para a simulação foi o inversor NPC de 5 níveis, apresentado na Seção 3.1.1. A escolha de um inversor multinível baseia-se em Rodriguez *et al.* (2009), quando afirma que os conversores multiníveis atualmente “são considerados como uma das soluções industriais para aplicações de alto desempenho dinâmico e qualidade de energia, abrangendo uma faixa de potência de 1 a 30 MW”.

O número de cinco níveis foi determinado de acordo com a gama de *drivers* CA para média tensão disponível no mercado brasileiro (ABB, 2017). A estratégia definida foi a estratégia APOD pois, na literatura de Kathalingam e Karantharaj (2012), apresenta amplitudes de tensão e corrente fundamentais maiores e um desempenho harmônico melhor, tanto em tensão quanto em corrente.

## 4.2 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

As estratégias serão submetidas a um sistema elétrico composto por uma linha de transmissão (LT) que conecta o modelo avaliado a um equivalente dinâmico da rede. Além disso, uma carga trifásica balanceada, em estrela, de impedância  $R_{LOAD}$  e  $L_{LOAD}$ , será conectada à linha.

### 4.2.1 A Linha de Transmissão

A plataforma de simulação utilizada no projeto, PSCAD/EMTDC®, dispõe de uma série de modelos de linhas de transmissão, tanto para parâmetros concentrados como distribuídos.

O modelo Dependente da Frequência foi adotado, sendo o modelo no domínio do tempo mais avançado disponível, pois representa a dependência total de frequência e a natureza distribuída de todos os parâmetros de linha. Além disso, é o modelo adequado para estudos onde o comportamento transitório ou harmônico da linha é importante (SILVA; KOTHALAWALA, 2016).

O modelo necessita da geometria da torre de transmissão e das características elétricas e mecânicas do condutor utilizado. Dada a tensão base de 34.5kV, os parâmetros da geometria da torre foram obtidos pela Norma Brasileira para instalações elétricas de média tensão de 1.0kV a 36.2kV, a NBR 14039 (ABNT, 2005).

Em relação aos condutores foi utilizado o Condutor de Alumínio com Alma de Aço (CAA) Oriole, adequado para a aplicação. Suas características elétricas foram obtidas

do catálogo técnico de um fabricante brasileiro, que segue a regulamentação da Norma Brasileira para cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas, NBR 7270 (ABNT, 2009).

Os dados utilizados para modelagem da LT podem ser visualizados na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 - Parâmetros da Linha de Transmissão e do condutor.

Geometria da Linha		Dados do Condutor	
Tamanho do Poste	12.0m	Código do Condutor	MCM 336.4 Oriole
Distância entre fases	0.7m	Diâmetro Nominal do Cabo	18.83mm
Altura da fase ao solo	10.0m	Resistência Elétrica CC a 20°C	0.1703 $\Omega$ /km
Altura mínima do condutor ao solo	5.5m	Capacidade de corrente	515A
Comprimento total da Linha	600.0m		

#### 4.2.2 Transitórios

Nos sistemas elétricos reais podem ocorrer vários fenômenos, acidentais ou não, que colocam em risco a confiabilidade e funcionamento do sistema. Os fenômenos utilizados no cenário modelado foram escolhidos para que abrangessem a maior parte das características gerais das perturbações no sistema, como mudanças de parâmetros do controle, entradas de carga e curtos-circuitos.

Quanto aos curtos-circuitos, foram escolhidos o curto trifásico, por ser o evento de maior agressividade (STEVENSON, 1978), e o curto monofásico por ser o evento mais comum desta categoria, correspondendo a 80% das ocorrências deste tipo de perturbação no sistema (METZ-NOBLAT; DUMAS; POULAIN, 2005).

Assim, o comportamento dinâmico dos modelos será comparado diante de quatro perturbações:

- Alteração da referência de potência ativa, de 0.6pu para 1.0pu, em  $t = 1.5s$ ;
- Entrada de carga de potência 15MW no sistema, em  $t = 2.5s$ ;

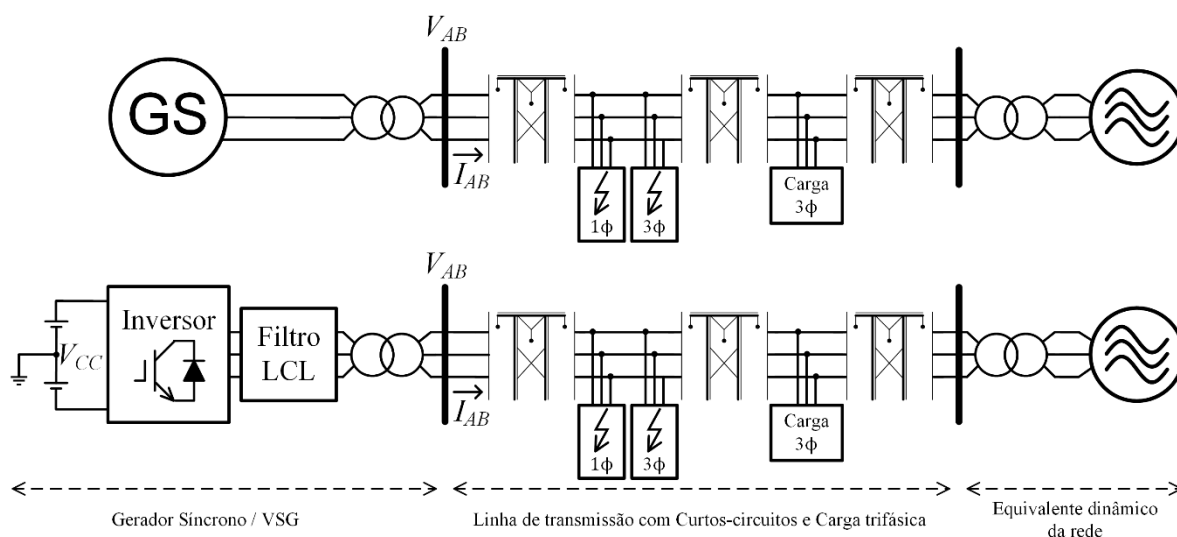


- Curto-circuito monofásico para terra de 200ms de duração, em um terço da linha, com impedância de curto de  $0,75\Omega$ , em  $t = 4.0s$ ; e
- Curto-circuito trifásico para terra de 200ms de duração, em um terço da linha, com impedância de curto de  $0,75\Omega$ , em  $t = 5.5s$ .

#### 4.2.3 Cenário modelado

Com as considerações descritas no capítulo, o cenário do sistema elétrico foi então modelado no *software* PSCAD/EMTDC®. Um esquemático do cenário pode ser observado na Figura 23.

Figura 23 - Sistema de validação dos modelos.



Fonte: Acervo do autor.

Em resumo, o sistema consiste em um gerador síncrono em uma simulação e uma fonte renovável conectada ao inversor multinível com a estratégia aplicada em outra, seguida pelo filtro LCL que atenua o efeito das oscilações de alta frequência [21].

O transformador de potência eleva a tensão de 13.8kV para 34.5kV, conectando a GD à linha. Ao longo da linha, entre a DG e o equivalente dinâmico da grade, os transientes estão presentes.

Os sistemas serão inicializados com referência de potência ativa de 0.6pu para a ocorrência do primeiro evento. As potências requeridas pela carga inicialmente são de 15MW e 10MVar, até a ocorrência do segundo evento. Os dados utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 3 e na Tabela 4.

Tabela 3 – Dados do sistema e do inversor utilizados.

Dados do Sistema		Inversor		Filtro LCL	
$V_n$	34.5kV	Tipo	NPC	$L_1$	3.9mH
$f_n$	60Hz	Níveis	5	$C_F$	13.929uF
$P_L$	15MW	PWM	APOD	$L_F$	516.77uF
$Q_L$	10MVar	C	47mF	$F_n$	60Hz
$R_{LOAD}$	79.35Ω	$V_{CC}$	30kVA	$P_n$	20MVA
$L_{LOAD}$	315.724mH	$F_{SW}$	10kHz		

Fonte: Acervo do autor.

Tabela 4 - Dados de máquinas utilizados na validação das estratégias.

Equiv. Dinâmico		VSG		PSS		Excitador	
$P_n$	300MVA	$P_n$	20MVA	$T_1$	0.76	$K_A$	100.0
$R_s$	0.0001pu	$R_s$	0.001pu	$T_2$	0.1	$T_A$	0.001
$X_d$	1.3pu	$X_d$	0.942pu	$T_3$	0.76	$K_F$	0.001
$X_q$	1.75pu	$X_q$	0.504pu	$T_4$	0.1	$T_F$	0.1
$X'_d$	0.25pu	$X'_d$	0.157pu	$T_5$	0	$K_E$	1.0
$X'_q$	0.47pu	$X'_q$	0.201pu	$T_6$	0.016	$T_E$	0.1
$X''_d$	0.23pu	$X''_d$	0.117pu	$K_S$	3.15	$V_{MAX}$	2.0pu
$X''_q$	0.23pu	$X''_q$	0.132pu	$V_{RMÁX}$	0.09	$V_{MIN}$	-2.0pu
$T_{d0}$	4.8s	$T_{d0}$	7.1671s	$V_{RMÍN}$	-0.09		
$T_{q0}$	1.5s	$T_{q0}$	0.0541s				
$T'_{d0}$	0.35s	$T'_{d0}$	0.0144s				
$T'_{q0}$	0.07s	$T'_{q0}$	0.0054s				
$X_p$	0.2pu	$X_p$	0.14pu				
$D_p$	40.0	$D_p$	0.4				

Fonte: Acervo do autor.

Todos os resultados serão avaliados a partir do instante  $t = 1.0s$ , desconsiderando assim a partida em ambos os modelos, assumindo que os sistemas se encontravam

em regime permanente quando as perturbações atuaram, conforme brevemente mencionado na Seção 2.2.

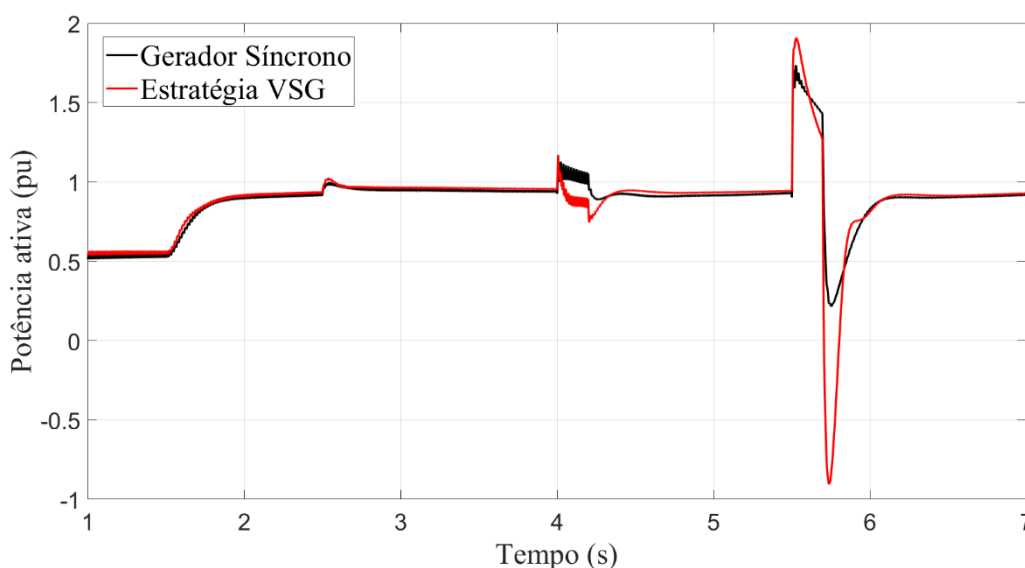
### 4.3 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DO VSG

Os resultados obtidos com a simulação de ambas as modelagens, para o gerador síncrono e para a estratégia VSG, estão ilustrados nas Figura 24 até a Figura 29. O valor base de potência é 20MVA e de tensão, 34.5kV.

Uma das características mais apreciáveis do GS é a sua inércia rotacional - a capacidade da máquina de realizar transições de potência de forma amortecida. Tal efeito é observado no gráfico da potência ativa, na Figura 24, quando na mudança de referência de potência ativa, em  $t = 1.5s$ , sua transição é gradativa.

Também no instante  $t = 2.5s$ , na entrada de carga, o comportamento amortecido é visto. Tal efeito inerente ao gerador síncrono também foi apresentado pela modelagem do VSG.

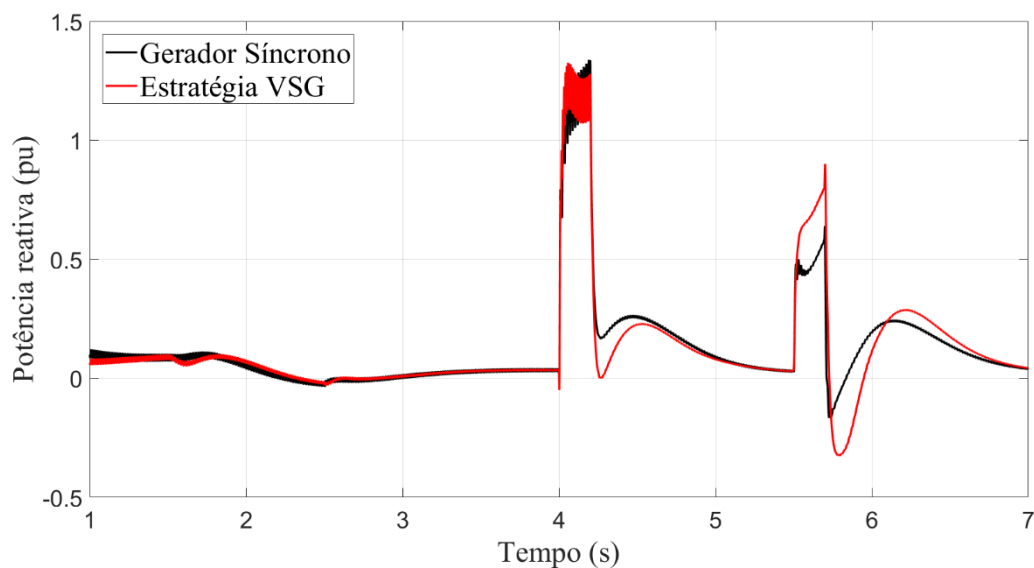
Figura 24 – GS e VSG: Potência ativa.



Fonte: Acervo do autor.

Na análise da potência reativa, na Figura 25, antes do primeiro transitório tanto o GS quanto o VSG fornecem uma pequena quantidade de potência reativa, sendo o equivalente dinâmico responsável pelo fornecimento majoritário desta potência à carga.

Figura 25 – GS e VSG: Potência reativa.

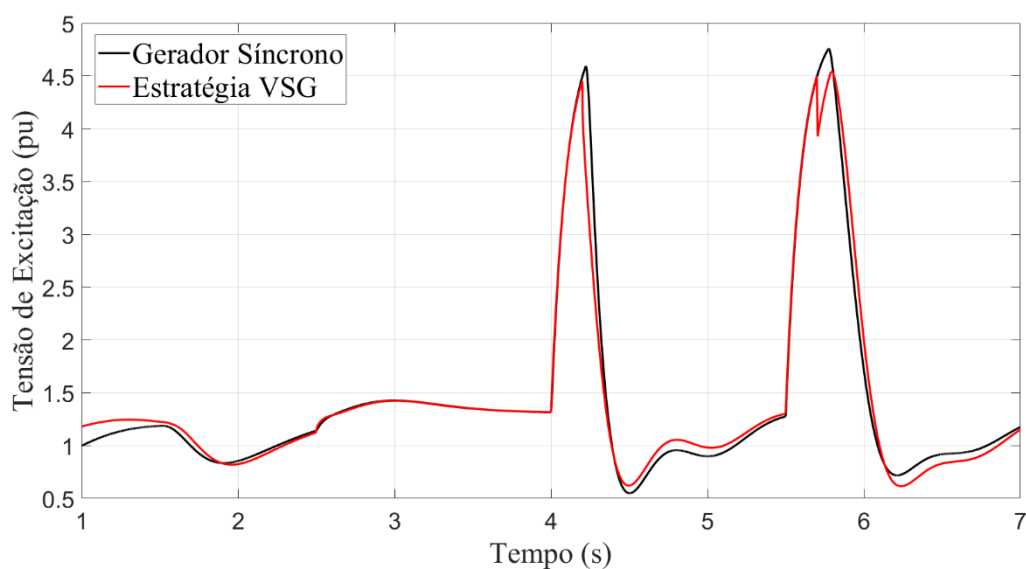


Fonte: Acervo do autor.

Esse comportamento é justificado pela atuação do sistema excitador existente nos dois modelos, que busca através da manutenção da potência reativa estabilizar a tensão terminal da máquina.

A resposta do sistema excitador em ambas as simulações, visto na Figura 26, mostra a semelhança dos comportamentos: buscando manter a tensão terminal no valor de referência, durante o primeiro evento ele diminui a tensão de excitação do campo da máquina.

Figura 26 – GS e VSG: Tensão de excitação.

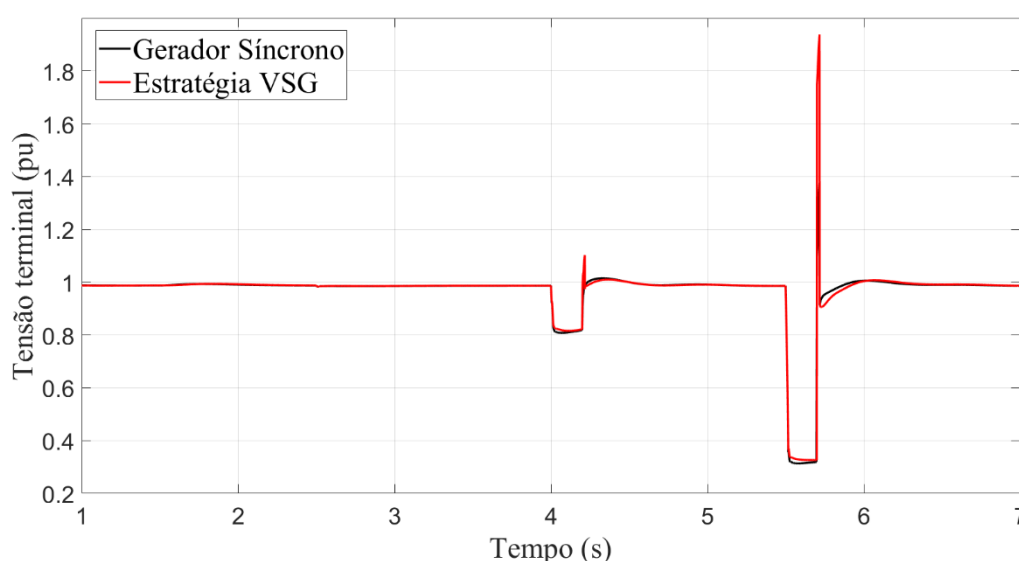


Fonte: Acervo do autor.

Quando da entrada de carga, no instante  $t = 2.5s$ , aumenta a tensão de excitação para que a máquina supra a demanda de potência e mantenha a tensão terminal constante. Durante o curto circuito, eleva consideravelmente o valor de  $E_f$ , retornando aos valores anteriores após a extinção do curto.

Na Figura 27, temos o resultado do esforço do sistema excitador na regulação da tensão, onde a tensão terminal eficaz se mantém estável por toda a simulação, à exceção do curto-circuito.

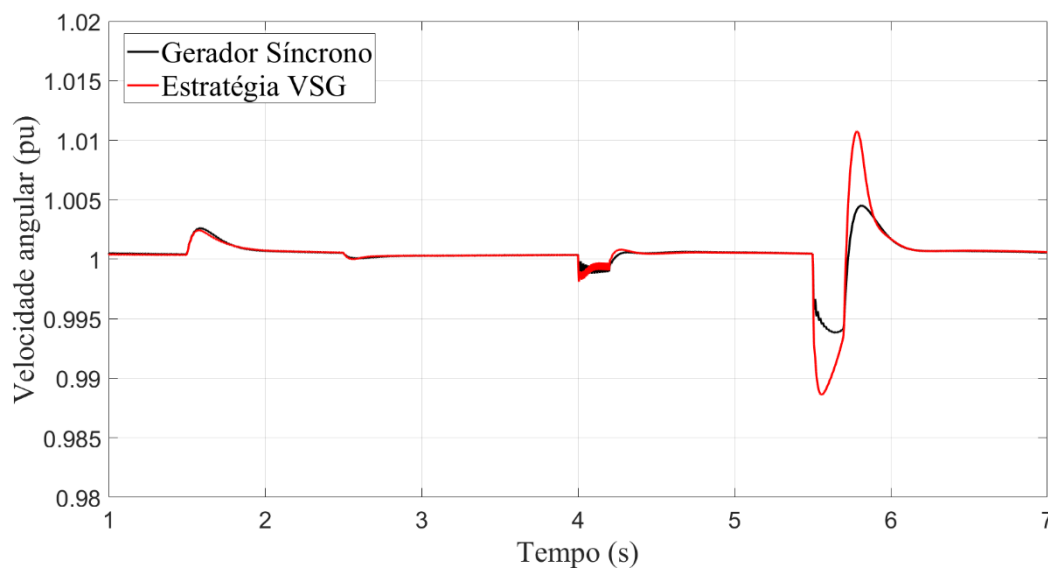
Figura 27 – GS e VSG: Tensão eficaz terminal.



Fonte: Acervo do autor.

Quanto à manutenção da velocidade, na Figura 28 é possível perceber que os eventos alteraram a velocidade angular dos modelos, apresentando variações conforme suas severidades: na alteração da referência de potência, percebe-se um acréscimo de cerca de 1% da velocidade síncrona; a entrada de carga pouco altera o sistema; e nos curtos, ambos os modelos desaceleram (um decréscimo virtual para o VSG e mecânico para o GS) devido à diferença instantânea entre as potências elétrica e mecânica, e aceleram quando os eventos são extintos.

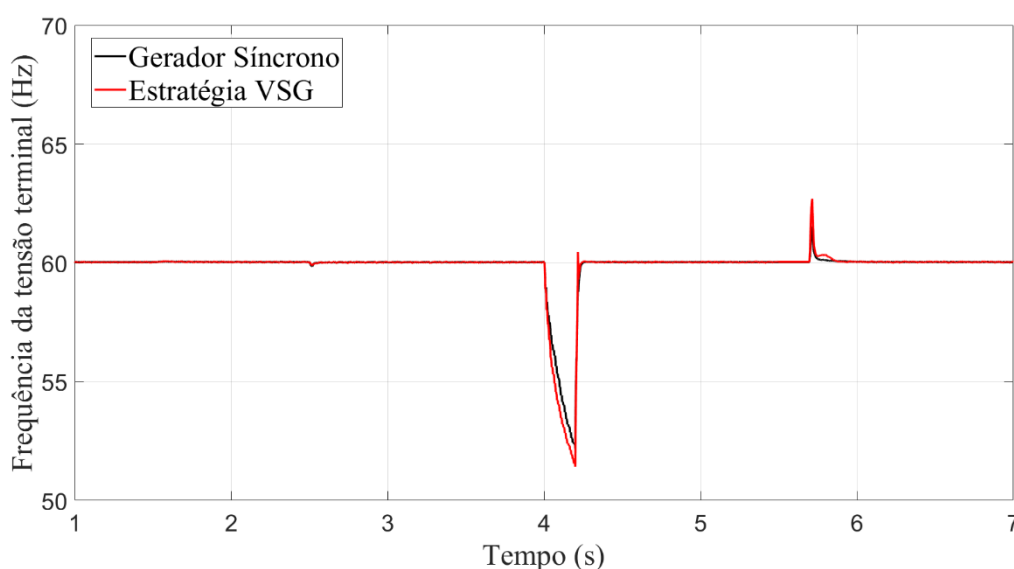
Figura 28 – GS e VSG: Velocidade angular.



Fonte: Acervo do autor.

Na análise da estabilidade em frequência do sistema, observa-se na Figura 29 um comportamento muito semelhante das modelagens. O evento mais nocivo é o curto-circuito, onde os picos de frequência ocorrem pela aceleração e desaceleração da máquina. Dentre eles, o mais danoso foi o curto-circuito monofásico.

Figura 29 – GS e VSG: Frequência da tensão terminal.



Fonte: Acervo do autor.

A partir dos resultados apresentados, observa-se uma semelhança nos comportamentos da estratégia do VSG em relação ao GS no ambiente testado.

## 5 ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

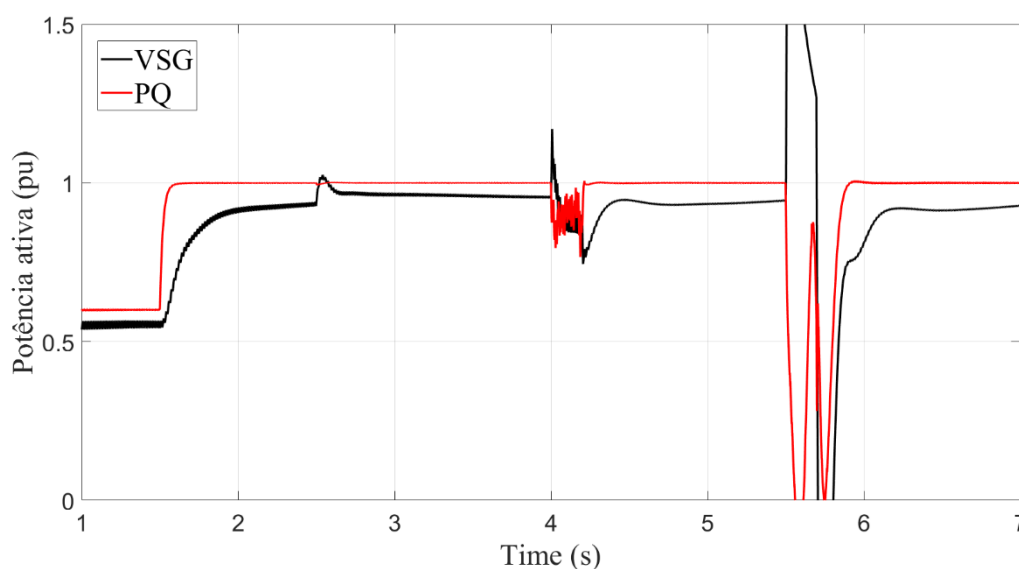
De forma a evidenciar as diferenças do ponto de vista da estabilidade estática e dinâmica da frequência, as estratégias VSG e PQ foram comparadas. Para isso, a estratégia PQ foi igualmente submetida ao sistema da Seção 2.6, visto na Figura 23, e seu comportamento foi comparado com a estratégia VSG.

A diferença em relação às estratégias consiste na existência da inércia virtual da máquina síncrona à estratégia VSG, enquanto o controle PQ atua priorizando a regulação instantânea das potências, em função da variação dos outros parâmetros.

Essa diferença pode ser observada claramente na Figura 30, durante a alteração da referência de potência ativa em  $t = 1.5\text{s}$ , onde o VSG apresenta uma transição amortecida causada pela inércia modelada, enquanto a estratégia PQ realiza essa alteração instantaneamente.

Mesmo frente ao curto-circuito o controle PQ tenta manter/regular as potências, enquanto o VSG não realiza este comportamento, visto que seu compromisso é controlar tensão e frequência. Isso é observado pela precisão da injeção de potência ativa pelo controle PQ, enquanto o VSG apresenta um pequeno deslocamento da referência.

Figura 30 - VSG e PQ: Potência ativa.

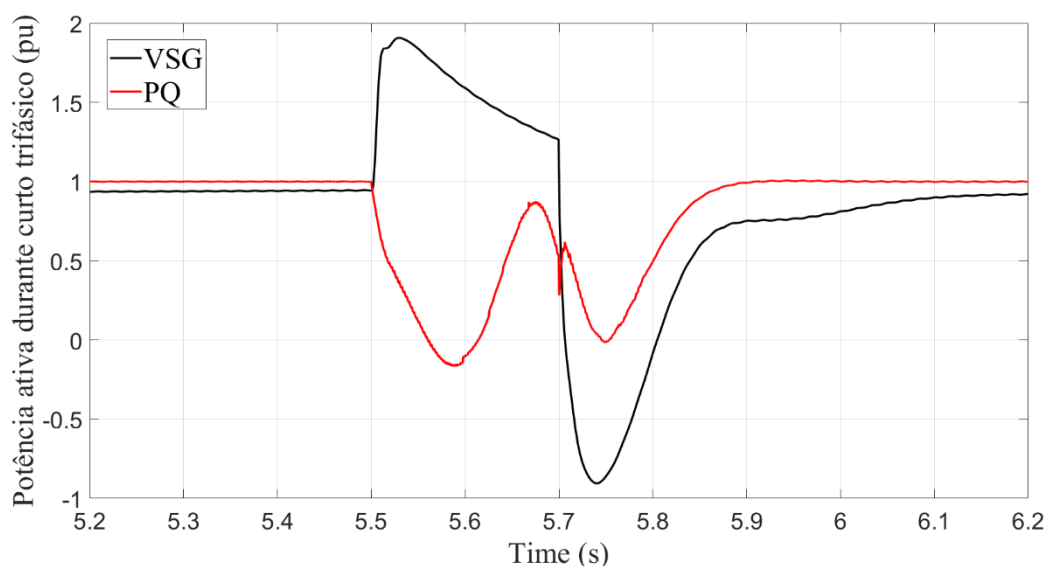


Fonte: Acervo do autor.

Mesmo na ocorrência de curtos-circuitos, vistos mais claramente na Figura 31 - que consiste na potência ativa vista exclusivamente no curto-circuito trifásico - o controle

PQ tenta manter/regular as potências, enquanto o VSG não executa esse comportamento, uma vez que o compromisso de seu controle é a frequência e a tensão. Portanto, seus valores de potência são consideravelmente mais variáveis que no controle convencional.

Figura 31 - VSG e PQ: Potência ativa durante curto-circuito trifásico.



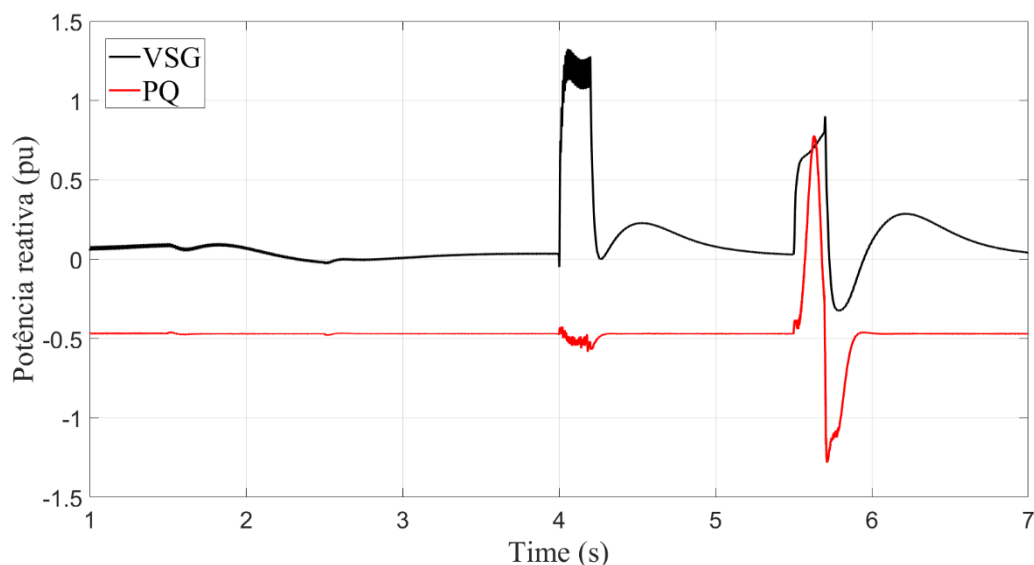
Fonte: Acervo do autor.

Na análise da potência reativa, na Figura 32, há a maior diferença entre os comportamentos. O VSG consome uma pequena potência reativa, muito mais devido ao sistema excitador, que busca manter a tensão terminal estável, do que pela característica da carga, que é suprida pelo equivalente de rede.

O controle PQ, por sua vez – projetado para suprir a demanda de potência reativa e ativa completa da carga inicial – fornece o reativo definido, independente do meio.



Figura 32 - VSG e PQ: Potência reativa.

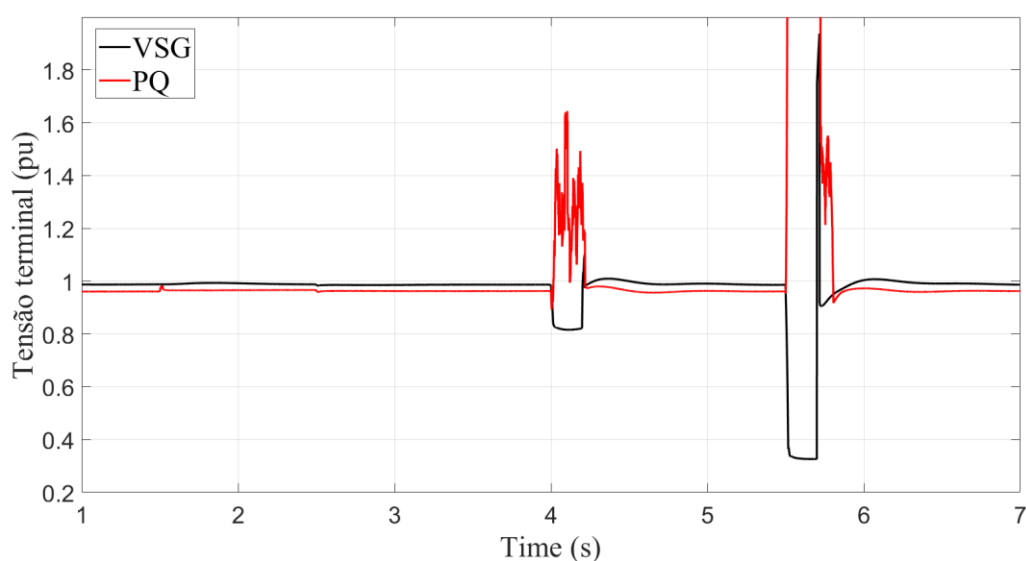


Fonte: Acervo do autor.

A tensão terminal eficaz, observada na Figura 33, apresenta a estratégia VSG mantendo a tensão terminal na referência desejada, 1.0pu, devido ao sistema de excitação que funciona na regulação da tensão.

Priorizando a manutenção da energia, a tensão terminal na estratégia PQ não é controlada no valor de referência em estado estacionário e, durante os curtos-circuitos, atinge valores extremamente elevados e prejudiciais. Em regime permanente, observa-se ainda um deslocamento da referência de tensão.

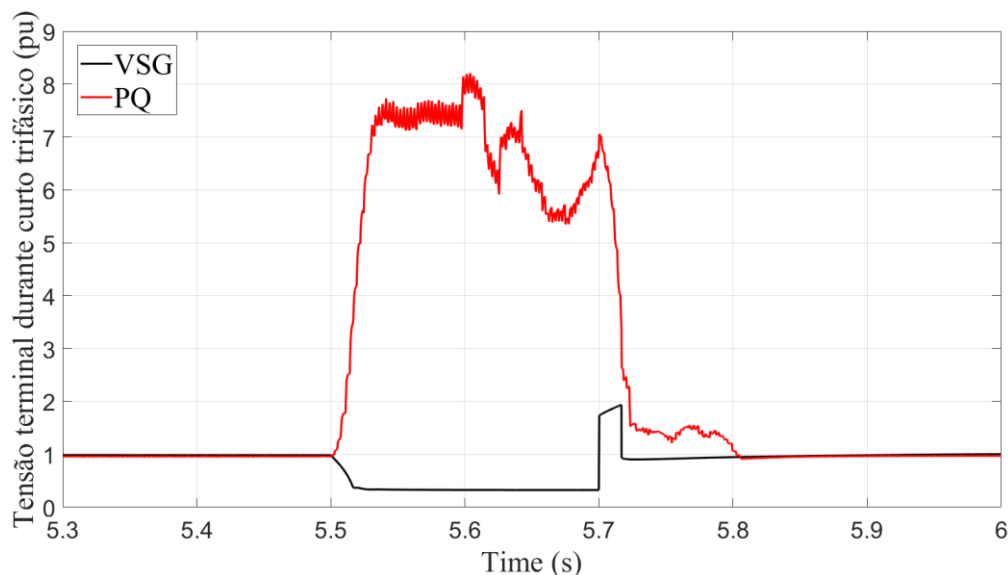
Figura 33 - VSG e PQ: Tensão eficaz.



Fonte: Acervo do autor.

A Figura 34 apresenta de maneira mais clara a extrapolação dos níveis da tensão terminal durante o curto-circuito trifásico.

Figura 34 - VSG e PQ: Tensão terminal durante o curto-circuito trifásico.

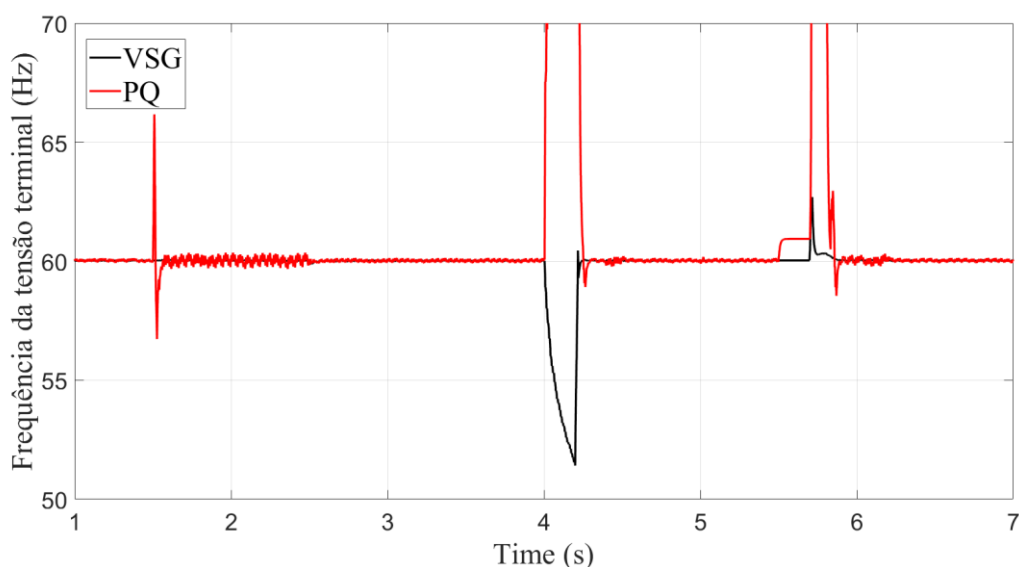


Fonte: Acervo do autor.

Os resultados relativos à estabilidade da frequência terminal são vistos da Figura 35 a Figura 38. Nessas figuras, pelas estratégias de controle possuírem referências distintas – o VSG preocupando-se com a estabilização de frequência e tensão e o PQ, das potências – os transitórios aplicados são consideravelmente mais danosos ao controle PQ que ao VSG.

A Figura 35 mostra a frequência de tensão terminal, aproximada na referência de 60.0Hz, onde é observado um comportamento mais amortecido e equilibrado da estratégia VSG em relação ao controle PQ. Os valores da frequência no VSG não ultrapassam valores maiores de 63Hz, ao passo que a estratégia PQ alcança níveis de frequência que extrapolam a amplitude do gráfico.

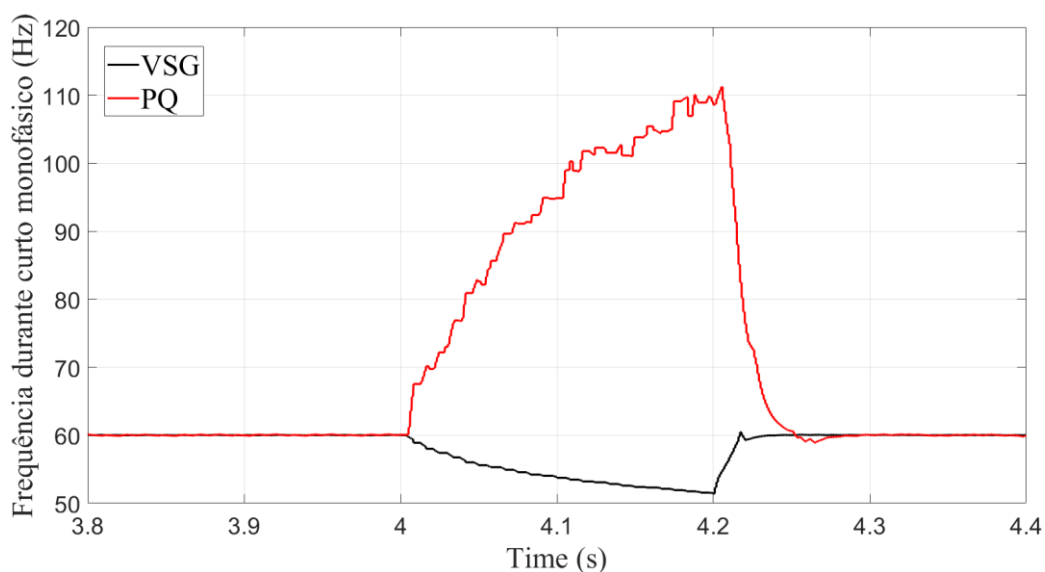
Figura 35 - VSG e PQ: Frequência da tensão terminal.



Fonte: Acervo do autor.

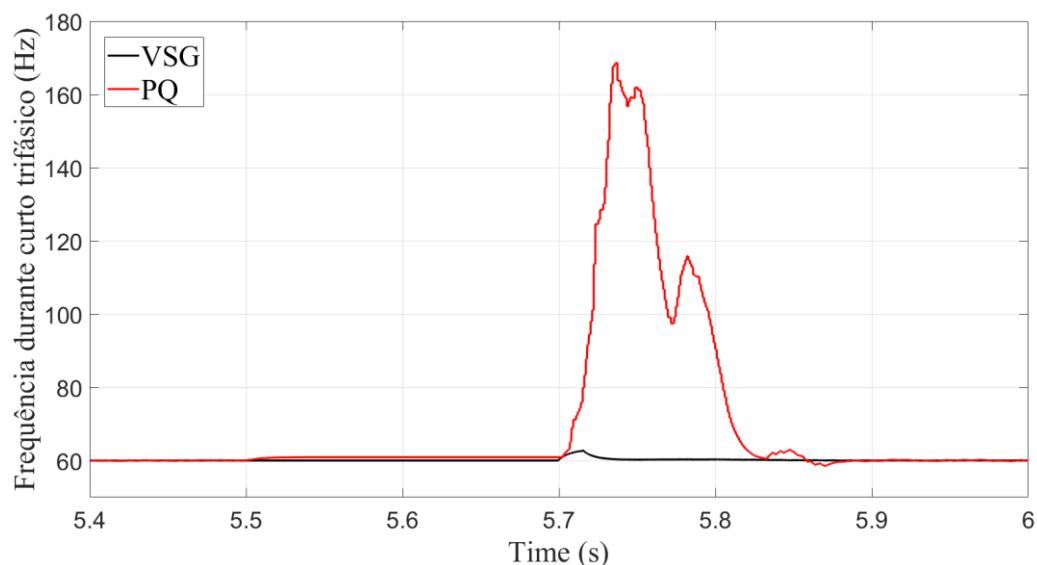
Na Figura 36 e na Figura 37, que apresentam a análise da frequência durante os curtos-circuitos, observa-se que no curto monofásico, o controle PQ atinge um pico próximo de 110Hz, muito além do valor nominal, enquanto o VSG alcança uma variação menor de 10Hz. No curto-circuito trifásico, o controle PQ chega a 170Hz, enquanto o controle VSG atinge um pico de 3Hz além do valor nominal da frequência, conforme já mencionado e visto na Figura 35.

Figura 36 - VSG e PQ: Frequência durante o curto-circuito monofásico.



Fonte: Acervo do autor.

Figura 37 - VSG e PQ: Frequência durante o curto-circuito trifásico.



Fonte: Acervo do autor.

Esse resultado do controle PQ seria danoso para o sistema e todos os componentes instalados ao longo da linha pois, segundo ONS (2016), em relação aos limites para avaliação do desempenho da frequência durante distúrbios, o sistema não admite exposições a frequências acima de 66.0Hz.

A Tabela 5 apresenta os limites de tempo de exposição aos transitórios, de acordo com sua magnitude.

Tabela 5 - Limites do desempenho da frequência durante distúrbios.

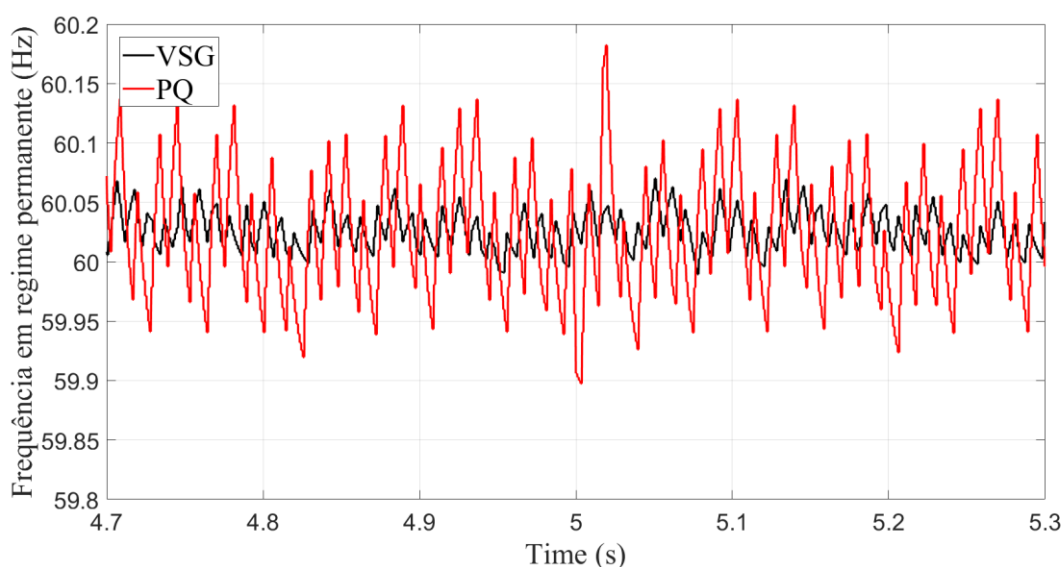
Desempenho da frequência durante distúrbios (DFD)	Tempo acumulado máximo de exposição a desvios de frequência (seg)
$f > 66.0\text{Hz}$	0.0
$63.5\text{Hz} < f < 66.0\text{Hz}$	30.0
$62.0\text{Hz} < f < 63.5\text{Hz}$	150.0
$60.5\text{Hz} < f < 62.0\text{Hz}$	270.0
$58.5\text{Hz} < f < 59.5\text{Hz}$	390.0
$57.5\text{Hz} < f < 58.5\text{Hz}$	45.0
$56.5\text{Hz} < f < 57.5\text{Hz}$	15.0
$f < 56.5\text{Hz}$	0.0

Fonte: adaptado de ONS (2016 p.12).

Outro ponto de análise que reafirma a diferença de desempenho é a frequência durante o primeiro transitório, na Figura 35, onde o VSG mantém-se em 60Hz e o controle PQ apresenta oscilações além da referência superiores a 6Hz.

Por fim, na Figura 38, em regime permanente, a frequência da rede oscila minimamente entre valores muito próximos de 60Hz no controle VSG, ao passo que no controle PQ as oscilações de frequência atingem 0.1Hz de amplitude de variação, superando os 60.1Hz constantemente.

Figura 38 - VSG e PQ: Frequência em regime permanente ampliada.



Fonte: Acervo do autor.

Em ONS (2016), a regulamentação define que em condições normais de variação de carga, em regime permanente, os desvios da frequência instantânea em relação ao valor nominal não poderão exceder a  $\pm 0.1$ Hz. Tal afirmação alerta quanto à fragilidade do sistema proposto com o controle PQ, que pode exceder este limiar de segurança a partir de qualquer outro novo cenário ou incidente dentro do sistema.

No controle VSG, tem-se que todas as amostras de frequência estão dentro dos limites de amplitude e tempo de exposição, validando a segurança da estratégia quanto à estabilização da frequência em distúrbios e em regime permanente.

## 6 CONCLUSÃO

Para resolver o problema da instabilidade da rede na presença de uma alta porcentagem de GD baseadas em inversores de frequência, foi apresentado o conceito de gerador síncrono virtual, o VSG, controlando o inversor para se comportar como um gerador síncrono, agregando inércia virtual à GD.

A estratégia desenvolveu-se a partir do estudo de diversos modelos de GS e a aplicação destas modelagens no controle VSG. Como comparativo, o controle PQ, mais comum nas GD's atualmente, também foi desenvolvido e apresentado.

Para aplicação das estratégias foi elaborado um cenário característico do sistema elétrico brasileiro de potência, através da determinação de uma geração distribuída de grande porte em construção em território nacional, estudo da aplicação de conversores multiníveis reais – no caso, o NPC – para o atendimento desta FER, e de seus componentes necessários, como capacitor do barramento CC e um filtro LCL terminal.

A linha de transmissão também foi modelada conforme a tensão de atendimento do conversor, dos cabos adequados a este nível de tensão e das normas brasileiras exigidas para este dimensionamento.

Os resultados obtidos através da simulação desenvolvida mostram uma forte contribuição da solução de controle VSG tanto em transientes quanto em estado estacionário, em comparação com o controle PQ. Assim, o artigo conclui que o VSG é uma estratégia segura e confiável para a estabilidade estática e dinâmica da rede elétrica.

## REFERÊNCIAS

- ABB. **Medium voltage AC drives – Product overview**. Catálogo de drivers AC para média tensão. 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7270**: Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas - Especificação. 2014. 23 p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: Instalações elétricas de média tensão de 1.0kV a 36.2kV. Rio de Janeiro. 2013. 87 p.
- ANEEL. **BIG – Banco de Informações de Geração, 2017**. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false)>. Acesso em 27 mar. 2017.
- ANEEL. **Regulação do Setor Elétrico**, 2016. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em 24 jan. 2017.
- ARAUJO, Samuel Vasconcelos *et al.* LCL filter design for grid-connected NPC inverters in offshore wind turbines. **2007 7th International Conference On Power Electronics**, [s.l.], p.1133-1138, out. 2007. IEEE. DOI: 10.1109/icpe.2007.4692556.
- ARRILLAGA, Jos; ARNOLD, C. P. **Computer Analysis of Power Systems**. Christchurch: John Wiley & Son, 1990. 376 p. ISBN-13: 978-0471927600.
- ATAJI, Ahmad *et al.* **A New Robust Decoupled Control of the Stator Active and Reactive Currents for Grid-Connected Doubly-Fed Induction Generators**. *Energies*, v.9, n.3, p.179-197, 9 mar. 2016. MDPI AG. DOI: 10.3390/en9030179.
- BALIJEPAI, V S K Murthy *et al.* **Virtual Synchronous Generators as Potential Solution for Electricity Grid Compliance Studies**. IEEE Tencon Conference, Singapura, p.1-5, nov. 2016. Disponível em: <[http://www.ntu.edu.sg/home/aukil/papers/conf/2016\\_IEEE-TENCON\\_VSG-Grid-Compliance.pdf](http://www.ntu.edu.sg/home/aukil/papers/conf/2016_IEEE-TENCON_VSG-Grid-Compliance.pdf)>. Acesso em: 25 jan. 2017.
- BECK, Hans-peter; HESSE, Ralf. **Virtual synchronous machine**. 2007 9th International Conference On Electrical Power Quality And Utilisation, Barcelona, p.1-6, out. 2007. IEEE. DOI: 10.1109/epqu.2007.4424220.

BEVRANI, Hassan; HIYAMA, Takashi. **Intelligent automatic generation control**. NY, USA: CRC Press; 2011. 308 p. ISBN 9781439849538

BEVRANI, Hassan; ISE, Toshifumi; MIURA, Yushi. **Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives**. International Journal Of Electrical Power & Energy Systems, v. 54, p.244-254, jan. 2014. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.07.009.

BOLDEA, Ion. **Synchronous Generators**. 2. ed. Boca Raton: Crc Press, 2015. 498 p. ISBN-13: 978-1498723565.

BUENO, Emilio J. *et al.* Calculation of the DC-bus Capacitors of the Back-to-back NPC Converters. **2006 12th International Power Electronics And Motion Control Conference**, Alcalá de Henares, p.137-142, ago. 2006. IEEE. DOI: 10.1109/epepmc.2006.4778389.

BUENO, E.j. *et al.* Design of a Back-to-Back NPC Converter Interface for Wind Turbines With Squirrel-Cage Induction Generator. **IEEE Transactions On Energy Conversion**, Madrid, v. 23, n. 3, p.932-945, set. 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/tec.2008.918651.

CARLETTI, Daniel. **Desenvolvimento e aplicação de um gerador síncrono virtual para o controle de inversores na geração distribuída**. 2015. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

CARRARA, G. *et al.* A new multilevel PWM method: a theoretical analysis. **21st Annual IEEE Conference On Power Electronics Specialists**, San Antonio, Usa, p.363-371, 1990. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/pesc.1990.131211.

CHEN, Yong *et al.* **Dynamic Properties of the Virtual Synchronous Machine (VISMA)**. Renewable Energies And Power Quality Journal, Alemanha, v. 1, n. 9, p.755-759, maio 2011. Disponível em: <<http://icrepq.com/icrepq'11/444-chen.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2017.

D'ARCO, Salvatore; SUUL, Jon Are; FOSSO, Olav B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. Electric Power Systems Research, v. 122, p.180-197, maio 2015. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.01.001.



DRIESEN, J.; VISSCHER, K. Virtual synchronous generators. 2008 IEEE Power And Energy Society General Meeting - Conversion And Delivery Of Electrical Energy In The 21st Century, Pittsburgh, p.1-3, jul. 2008. IEEE. DOI: 10.1109/PES.2008.4596800.

FU, M *et al.* The P-Q decoupling control and simulation of the DFIG wind power generation system. **Electronic Engineering And Information Science**, Harbin, p.561-565, 21 maio 2015. DOI: 10.1201/b18471-135.

IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses, IEEE Std 1110-2002 (Revisão de IEEE Std 1110-1991), 72 p. 2003.

IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," in IEEE Std 519-2014 (Revisão de IEEE Std 519-1992), 29 p., 2014.

IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5-2016 (Revisão de IEEE Std 421.5-2005), 207 p. 2016. DOI: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421

KALITJUKA, Tatjana. **Control of Voltage Source Converters for Power System Applications**. 2011. 67 f. Tese (Doutorado) - Curso de Master Of Science In Electric Power Engineering, Department Of Electric Power Engineering, Norwegian University Of Science And Technology, Gjøvik, 2011.

KATHALINGAM, Sebasthi; KARANTHARAJ, Porkumaran. Comparison of Multiple Carrier Disposition PWM Techniques Applied for Multi-Level Shunt Active Filter. **Journal Of Electrical Engineering**, v.63, n.4, p.261-265, 1 jan. 2012. Walter de Gruyter GmbH. DOI: 10.2478/v10187-012-0037-3.

KRAUSE, Paul C *et al.* **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 3. ed. Indiana: John Wiley & Son - IEEE Press, 2013. 680 p. ISBN-13: 978-0471143260.

KRUG, H.-p.; KUME, T.; SWAMY, M. **Neutral-point clamped three-level general purpose inverter - features, benefits and applications**. 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, p.1-6, 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/PESC.2004.1355764.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. California: Mcgraw-hill Professional Publishing, 1994. 1176 p. ISBN-13: 978-0070359581.

MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Janusz; BUMBY, Dr Jim. **Power System Dynamics: Stability and Control**. 2. ed. Warszawa: John Wiley & Son, 2008. 658 p. ISBN-13: 978-0470725580.

MENG, Jianhui; SHI, Xinchun; WANG, Yi. A virtual synchronous generator control strategy for distributed generation. **2014 China International Conference On Electricity Distribution (ciced)**, Shenzhen, p.495-498, set. 2014. IEEE. DOI: 10.1109/ciced.2014.6991757.

METZ-NOBLAT, Benoît de; DUMAS, Frédéric; POULAIN, Christophe. Calculation of short-circuit currents. Cahier Technique. Schneider Electric. N° 158. ed. Telemecanique, 2005. 35 p.

NABAE, Akira; TAKAHASHI, Isao; AKAGI, Hirofumi. A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter. **IEEE Transactions On Industry Applications**, v. -17, n. 5, p.518-523, set. 1981. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/TIA.1981.4503992.

NOVOTNY, D. W.; LIPO, T. A. **Vector Control and Dynamics of AC Drives**. Oxford: Clarendon Press, 1996. 456 p. (Monographs in Electrical and Electronic Engineering (Book 41)). ISBN-13: 978-0198564393.

ONS. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro. 2014. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/entenda\\_setor/evolucao\\_setor.aspx](http://www.ons.org.br/entenda_setor/evolucao_setor.aspx)>. Acesso em 24 de Jan. 2017.

ONS. Gerenciamento dos indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica. Submódulo 2.8. 2016. Disponível em: <[http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento\\_rede/procedimento\\_rede.aspx](http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx)>. Acesso em 29 de Mar. 2017.

PEPERMANS, G. *et al.* **Distributed generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy, v. 33, n. 6, p.787-798, abr. 2005. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.

PREECE, Robin. **Improving the Stability of Meshed Power Networks: A Probabilistic Approach Using Embedded HVDC Lines**. Manchester: Springer Science & Business Media, 2013. 188 p. ISBN-13: 978-3319023922.

RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de Potência: Dispositivos, Circuitos e Aplicações**. 4. ed. Fort Wayne: Pearson Education, 2015. 880 p. ISBN-13: 978-8543005942.

RODRIGUEZ, Jose; LAI, Jih-sheng; PENG, Fang Zheng. Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v.49, n.4, p.724-738, ago. 2002. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/tie.2002.801052.

RODRIGUEZ, Jose *et al.* A Survey on Neutral-Point-Clamped Inverters. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 57, n. 7, p.2219-2230, jul. 2010. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/TIE.2009.2032430.

RODRIGUEZ, J. *et al.* Multilevel Converters: An Enabling Technology for High-Power Applications. *Proceedings Of The IEEE*, v.97, n.11, p.1786-1817, nov. 2009. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: 10.1109/jproc.2009.2030235.

SANTOS, Cícero Alisson dos. **Análise e Projeto de um Conversor NPC para interligação de sistemas de conversão de energia à rede elétrica**. 2011. 159 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

SEN, P C. **Principles of Electric Machines and Power Electronics**. 2. ed. Ontario: John Wiley & Sons, 1996. 640 p. ISBN-13: 978-1118078877.

SHINTAI, Toshinobu; MIURA, Yushi; ISE, Toshifumi. **Oscillation Damping of a Distributed Generator Using a Virtual Synchronous Generator**. *IEEE Transactions On Power Delivery*, v. 29, n. 2, p.668-676, abr. 2014. IEEE. DOI: 10.1109/tpwrd.2013.2281359.

SILVA, Antonio Manoel Batista da *et al.* Behavior Analysis of Synchronous Generator Controllers in Distributed Generation Systems. **Journal Of Control, Automation And Electrical Systems**, v.27, n.6, p.702-717, 6 set. 2016. Springer Nature. DOI: 10.1007/s40313-016-0273-z.

SILVA, Jeewantha de; KOTHALAWALA, Lalin. **Webinar of Modelling Cables and Transmission Lines with PSCAD™/EMTDC™**. Manitoba-hvdc Research Centre, 2016. 20 p.

STEVENSON, Willian D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: Mcgraw-hill do Brasil, 1978. 458 p.

TEODORESCU, R. *et al.* **A stable three-phase LCL-filter based active rectifier without damping**. 38th Ias Annual Meeting On Conference Record Of The Industry Applications Conference, 2003, v. 3, p.1552-1557, 2003. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

VAN WESENBEECK, M.p.n *et al.* **Grid tied converter with virtual kinetic storage**. 2009 IEEE Bucharest Powertech, Bucureste, p.1-7, jun. 2009. IEEE. DOI: 10.1109/ptc.2009.5282048.

VEIGA, Hallan William. **Programação VHDL de Dispositivo FPGA para aplicação em modulação PWM senoidal de conversores multiníveis**. 2013. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2013.

## APÊNDICE A: PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante a realização deste trabalho, dois artigos foram aprovados em congressos científicos:

- Artigo 1: Análise da contribuição para estabilidade em frequência de uma Máquina Síncrona Virtual de grande porte.  
Situação: Artigo apresentado no XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (XIII SBAI), no dia 2 de outubro de 2017, em Porto Alegre / RS.
- Artigo 2: A Large-Scale Virtual Synchronous Machine for grid stability support.  
Situação: Artigo apresentado no *10<sup>th</sup> Seminar on Power Electronics and Control* (X SEPOC), no dia 24 de outubro de 2017, em Santa Maria / RS.